

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация
 Бурение нефтяных и газовых скважин
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2850 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2850)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Девятников Дмитрий Олегович		13.06.2023

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н.		16.06.2023

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Башкиров Иван Александрович			14.06.2023

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Т.Н.		15.06.2023

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			15.06.2023

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н		16.06.2023

Томск – 2023 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ**21.03.01 Нефтегазовое дело****ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»****Специализация «Бурение нефтяных и газовых скважин»**

Код	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общетехнические знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности

ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки и эксплуатации месторождений, производственных процессов при строительстве скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса строительства нефтяных и газовых скважин
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности строительства скважин и новых стволов на нефть и газ

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация
 Бурение нефтяных и газовых скважин
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Лукин А.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б8В	Девятников Дмитрий Олегович

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2850 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 40-10/с от 09.02.2023

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> – Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; – Обоснование конструкции скважины: (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); – Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); – Проектирование процессов заканчивания скважин: (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); – Выбор буровой установки; – Анализ конструкций циркуляционных переводников.

Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Старший преподаватель ООД ШБИП, Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Анализ конструкций циркуляционных переводников	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Девятников Дмитрий Олегович		

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация
 Бурение нефтяных и газовых скважин
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2022 /2023 учебного года)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Группа	ФИО
3–2Б8В	Девятников Дмитрий Олегович

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2850 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11.02.2023	1. Горно-геологические условия бурения скважины	10
05.03.2023	2. Технологическая часть проекта	40
24.04.2023	3. Анализ конструкций циркуляционных переводников	20
13.04.2023	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30.05.2023	5. Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Лукин Алексей Анатольевич	—		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б8В	Девятников Дмитрий Олегович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Девятникову Дмитрию Олеговичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения</i>
Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм и внутренним правилам организации</i>
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Согласно действующему законодательству РФ</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>1. Финансовый менеджмент, ресурсо-эффективность и ресурсосбережение</i>
<i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>2. Расчет затрат времени и труда по видам работ</i>
<i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>3. Нормативная карта строительства скважины</i>
<i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>4. общий расчет сметной стоимости</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Организационная структура управления организацией

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.02.2023
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г	к. э. н.		03.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Девятников Дмитрий Олегович		03.02.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 103 страницы, 6 рисунков, 41 таблицы, 46 источников литературы и 4 приложения.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, обсадная колонна, цементирование скважины, охрана окружающей среды, скважина, нефть, бурение на обсадной колонне.

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 2850 метров на нефтяном месторождении.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2850 метров на нефтяном месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Рассмотреть современное состояние в области бурения на обсадной колонне.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Все технологические решения для скважины приведены с учётом современных достижений в области техники и технологии строительства скважины. Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчёты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint (представлены вместе с ВКР).

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

- СНС – статическое напряжение сдвига;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- УБТ – утяжеленная бурильная труба;
- ТБТ – толстостенная бурильная труба;
- СБТ – стальная бурильная труба;
- ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный;
- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- СКЦ – станция контроля цементирования;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- БУ – буровая установка;
- ЦА – цементировочный агрегат;
- ОК – обсадная колонна;
- СВП – силовой верхний привод;
- РУС – роторно управляемая система.
- УМЛП – ударные механизмы для ликвидации прихватов
- УЛП – ударная ликвидация прихватов

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	14
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	16
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	16
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади).....	17
1.3 Зоны возможных осложнений	17
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	18
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	18
2.2 Проектирование конструкции скважины	18
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	18
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	18
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	19
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	20
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	21
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	21
2.3 Проектирование процессов углубления скважины	21
2.3.1 Выбор способа бурения.....	21
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	22
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	24
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	25
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	26
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	28
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	29
2.3.8 Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости.....	30
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	35

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины.....	39
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	39
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	42
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	43
2.4.4 Проектирование процессов испытания скважин	46
2.5 Выбор буровой установки	49
3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «Анализ способов ликвидации прихватов буровых колонн»	50
3.1 Основные понятия и определения.....	50
3.2 Прихваты буровых труб	51
3.2.1 Прихват из-за перепада давления.....	52
3.2.2 Прихват в желобной выработке.....	52
3.2.3 Прихват из-за заклинивания в суженной части ствола.....	53
3.2.4 Прихват посторонними предметами	53
3.2.5 Прихват из-за осыпей, обвалов и текучести пластичных пород.....	54
3.2.6 Прихват из-за сальникообразования	54
3.2.7 Прихват вследствие оседания твердой фазы бурового раствора	55
3.2.8 Способы ликвидации прихватов буровых колонн	55
3.2.9 Общие технологические мероприятия по предупреждению прихватов	58
3.2.10 Предупреждение прихватов первой группы	60
3.2.11. Предупреждение прихватов второй группы	61
3.2.12 Предупреждение прихватов третьей группы	64
3.2.13. Ликвидация прихватов	65

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВ-НОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	67
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	67
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	68
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	70
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	71
4.2 Расчет нормативного времени на работы, связанные с креплением скважин.....	71
4.2.1 Расчет нормативного времени на крепление скважины	71
4.2.2 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки ...	73
4.2.3 Расчет нормативного времени на геофизические работы	75
4.2.4 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	75
4.2.5 Линейный календарный график выполнения работ	76
4.3 Сметная стоимость строительства скважины.....	76
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	76
4.3.2 Расчет технико-экономических показателей.....	77
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	82
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	82
5.2 Производственная безопасность.....	83
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов.....	84
5.2.1.1 Факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.....	84
5.2.1.2 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.....	85
5.2.1.3 Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте	86

5.2.1.4 Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека токсических веществ.....	88
5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов.....	89
5.2.2.1 Сосуды, работающие под избыточным давлением	89
5.2.2.2 Факторы, связанные с электрическим током	90
5.2.2.3 Пожаровзрывоопасность	91
5.2.2.4 Механические повреждения	92
5.3 Экологическая безопасность.....	93
5.3.1 Защита селитебной зоны	93
5.3.2 Защита атмосферы	93
5.3.3 Защита гидросферы.....	94
5.3.4 Защита литосферы.....	95
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	98
Список используемых источников.....	99
Приложение А Горно-геологические условия бурения скважины.....	104
Приложение Б Технологическая часть проекта.....	109
Приложение В.....	113
Приложение Г Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	115

ВВЕДЕНИЕ

Сфера нефтяной промышленности России играет важную роль в экономике страны, поскольку нефть и нефтепродукты - основные экспортные товары Российской Федерации. В России добыча нефти происходит на месторождениях в различных регионах страны, включая Западную Сибирь, Урал и Поволжье, Северный Кавказ и Дальний Восток.

Для достижения этой цели были поставлены следующие задачи: изучение геологической структуры месторождения и определение параметров горных пород, разработка схемы бурения и подбор оборудования для бурения скважины, оценка экономической эффективности проекта. В работе использовались методы геологического исследования, анализ технологических процессов бурения скважины, а также методы расчета экономической эффективности проекта. Благодаря проведенным исследованиям была создана оптимальная технология строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2910 м на нефтяном месторождении. Были определены оптимальная схема бурения скважины, а также подобранное оборудование. Кроме того, был проведен анализ экономической эффективности проекта.

В работе рассмотрены технологии бурения, подобраны компоновки под каждый интервал Бурения. Разработана гидравлическая промывка и выбрана буровая установка и буровой насос. Задачи проектирования решений во всех основных областях: технологической, экономической и охраны окружающей среды. Как и в случае с буровым раствором, подбирается химия для каждого интервала работы колонны. Он должен обеспечивать хорошую работу фильтрационной корки, хороший вывод шлама из скважины или избежать обвала стенок скважины. При этом, выбор технологического параметра также обоснован со стороны технической и экономической целесообразности. Поэтому, выполненная работа имеет высокую практическую значимость и может использоваться для проектирования и строительства скважин на

месторождениях нефти. Итоги работы позволят повысить эффективность добычи нефти и газа, снизить затраты на строительство и эксплуатацию скважины. Это важный вклад в развитие нефтегазовой отрасли России.

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины. Стратиграфического разреза скважины представлен в таблице 1.1

Проектный литолого-стратиграфический разрез месторождения составлен на основе данных поисковых и разведочных работ и представлен в приложении А таблице А.1.

Таблица 1.1 - Стратиграфического разреза скважины

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернзности в интервале	Угол залегания пластов
от	до	мощность	название свиты	индекс		
1	2	3	4	5	6	7
0	40	40	Четвертичные отложения	Q	1,5	0
40	90	50	Туртасская свита	P _{3/3}	1,5	0
90	175	85	Новомихайловская свита	P _{3/2}	1,5	0
175	280	102	Атлымская свита	P _{3/1} -P _{3/2}	1,5	0
280	450	170	Тавдинская свита	P _{2/3} -P _{3/1}	1,5	0
450	650	200	Люлинворкая свита	P ₂	1,5	0
650	750	100	Талицкая свита	P ₁	1,3	0
750	805	55	Ганькинская свита	K ₂	1,3	0
805	935	130	Березовская свита	K ₂	1,3	0
935	950	15	Кузнецовская свита	K ₂	1,3	0
950	1750	800	Покурская свита	K ₁ -K ₂	1,1	0°30"
1750	1840	90	Алымская свита	K ₁	1,1	0°30"
1840	2035	195	Сангопайская свита	K ₁	1,1	0°30"
2035	2310	275	Усть-Балыкская свита	K ₁	1,1	0°30"
2310	2722	412	Сортымская свита	K ₁	1,1	0°30"
2722	2754	32	Баженовская свита	J ₃	1,1	1°30"
2754	2755	1	Георгиевская свита	J ₃	1,1	1°30"
2755	2815	60	Васюганская свита	J ₃	1,1	1°30"
2815	2850	35	Тюменская свита	J ₁₋₂	1,1	до 2°

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в приложении А таблице А.2, из анализа которой следует, что породы имеют коэффициент кавернзности в максимальном значении 1,5 в

интервале 0-1440 м, плотность пород не превышает 2,45 г/см³, у пород слагающих нижнюю часть разреза являются максимально абразивные- X, породы мягкие и средней твердости, пористость от 2 до 30 %.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в приложении А таблице А.3.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Нефтегазоносность по разрезу скважины представлена в таблице А.4.

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложении А таблице А.5. В проектируемой скважине прочих возможных осложнений не предполагается.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Расчеты, приведенные в данном разделе выполнены на основании источников [1–3].

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По геологическому условию проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Проектирование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Согласно техническому заданию на проектирование проектируется закрытый тип забоя скважины.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 2.1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

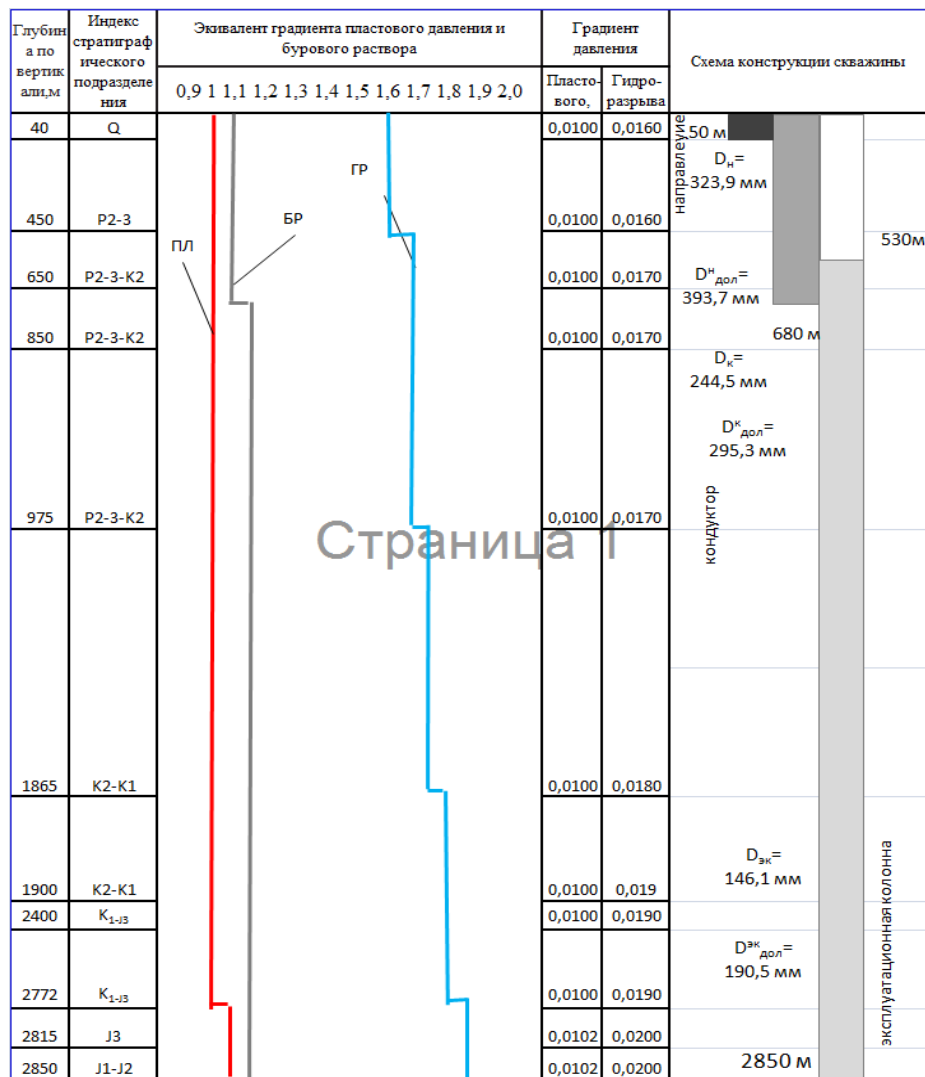


Рисунок 2.1 – График совмещенных давлений и конструкция скважины

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине 40 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 50 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти.

В моём варианте имеется два пласта: с нефтью и с газом, поэтому необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны для каждого и выбрать наибольшее значение.

Таблица 2.1 – Результаты расчета минимальной глубины спуска предыдущей обсадной колонны по нефтяному пласту

Имя пласта	K1 (AC4-6)	K1 (BC10)	J1-J2
Глубина кровли продуктивного пласта, м $L_{кр}$	1852	2340	2800
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,100	0,1	0,102
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{грп}$)	0,17	0,17	0,17
Плотность нефти, кг/м ³ (ρ_n)	913	803	840
Расчетные значения			
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	185,2	234	285,6
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{конд\ min}$) Требуемый запас	265	600	680
Запас	1,10	1,10	1,09

Далее необходимо рассчитать минимальную глубину спуска предыдущей обсадной колонны по газовому пласту. Газовых пластов в разрезе нет.

Анализируя результаты расчета, можно сделать предположение, что кондуктор необходимо спускать минимум на глубину 680 м.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще по 10 м. на каждую 1000 м глубины скважины. Исходя из этого, ЗУМППФ будет составлять 30 м. Спуск эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 2850 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 50 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 680 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины и на 500 м для газовой скважины. Интервал цементирования будет составлять 530 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны – 146,1 мм. долото – 190,5 мм.

Диаметр кондуктора составляет 244,5 мм, и диаметр долота 295,3 мм.

Диаметр колонны составляет 323,9 мм, а диаметр долота 393,7 мм.

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Исходя из проведенных выше расчетов, можно увидеть, что давление опрессовки: $P_{оп} = 6,64$ МПа.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-14-146х245 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-280/80х35.

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ

бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость.

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	50	Роторный
50	680	ВЗД
680	2850	ВЗД

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал, м		0-50	50-680	680-2850
Шифр долота		393,7 НьюТек Сервисез	295,3 (11 5/8) FD419SM	PDC БИТ 190,5 В713 УМ
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	190,5
Тип горных пород		М	М+МС	М+МС+С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 152	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0,4	0,441	0,4
Масса, кг		163	82	24
G, тс	Рекомендуемая	14–28	9–15	5–15
	Максимальная	40	15	15
n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	100-140	140-180
	Максимальная	600	250	220

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал

сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки MC (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки MC+C (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

Для бурения интервала под направление 0–50 м с шарошечным долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Для бурения интервала под кондуктор 50–680 м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 680–2850 м с PDC долотом планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и

обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал, м		0-50	50-680	680-2850
Шифр калибратора		КЛС 390 М	К 295 МС	К 190 С
Тип калибратора		С спиральными лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями
Диаметр калибратора, мм		390	295	190
Тип горных пород		М	М+МС	М+МС+С
Присоединительная резьба	ГОСТ	Н171/М171	Н152/М152	Н133/М133
	API	-	-	-
Длина, м		1,1	0,9	0,4
Масса, кг		155	114	58

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

– Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях;

– Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-50	50-680	680-2850
Исходные данные			
D_d , см	39,37	29,53	19,05
$G_{пред}$, Т	40	15	15
Результаты проектирования			
$G_{доп}$, Т	32	12	12
$G_{проект}$, Т	8	12	12

где D_d – диаметр долота, см;

$G_{пред}$ – предельная нагрузка на долото исходя из его технических характеристик, т;

$G_{доп}$ – допустимая нагрузка на долото, т;

$G_{проект}$ – спроектированная нагрузка на долото, т.

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 8 тоннам, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты частоты вращения долота

Интервал, м		0-50	50-680	680-2850
Исходные данные				
V_d , м/с		3,4	2,0	1,8
D_d	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		165	129	180
$n_{стат}$, об/мин		40-60	100-180	140-200
$n_{проект}$, об/мин		60	130	180

где V_d – линейная скорость на периферии долота, м/с;

n_1 – расчётное значение частоты вращения долота, об/мин;

$n_{проект}$ – спроектированная частота вращения долота, об/мин.

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-50 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 40-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.7.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 60 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 35 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 35 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Таблица 2.7 – Расход бурового раствора

Расчёт необходимого расхода бурового раствора			
Интервал, м	0-50	50-680	680-2850
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,1905
K	0,5	0,5	0,5
K_k	1,5	1,5	1,3
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,15	0,12
V_m , м/ч	40	30	25
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}$, м	0,0119	0,0119	0,0103
n	3	5	9
$V_{кмин}$, м/с	0,5	0,5	1

Продолжение таблицы 2.7 – Расход бурового раствора

$\rho_{см} - \rho_p, \text{ г/см}^3$	0,02	0,02	0,02
$\rho_p, \text{ г/см}^3$	1,223	1,172	1,092
$\rho_n, \text{ г/см}^3$	2,1	2,087	2,292
S заб	0,12	0,07	0,03
S max	0,11	0,06	0,02
Dс	0,77	0,67	0,50
Результаты проектирования			
Q ₁ , л/с	61	34	14
Q ₂ , л/с	76	34	14
Q ₃ , л/с	55	28	16
Q ₄ , л/с	21	35	55
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q, \text{ л/с}$	21-76	28-35	14-55
Запроектированные значения расхода БР			
Q _{проект} , л/с	60	35	35

где Kк – коэффициент кавернозности;

Vм – механическая скорость бурения, м/ч;

dбт – диаметр бурильных труб, м;

dнmax – диаметр насадок долота, м;

n – число насадок на долоте;

Vкпмин – минимальная скорость подъема шлама в кольцевом пространстве, м/с;

ρ_p – расчетная плотность бурового раствора, г/см³;

ρ_n – среднее значение плотности пород по геологическому разрезу для интервала;

Sзаб – площадь забоя скважины, м²;

Smax – максимальная площадь затрубного пространства, м²;

Dс – диаметр скважины с учетом коэффициента кавернозности, м;

Q₁ – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с; Q₂ – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с; Q₃ – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов, л/с; Q₄ – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-50	50-680	680-2850
Исходные данные				
D_d	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
G_{oc} , кН		78	118	118
Q , Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$, мм		-	236	152
M_p , Н*м		-	4496	2963
M_o , Н*м		-	148	95
$M_{уд}$, Н*м/кН		-	37	24

где G_{oc} – осевая нагрузка, т;

Q – расчётный коэффициент (принимается 1,5), Н·м/кН;

$D_{зд}$ – диаметр забойного двигателя, мм;

M_p – момент силы, необходимый для вращения нагруженного долота, Н·м;

$M_{уд}$ – удельный момент долота, Н·м/кН.

Для интервала бурения 50–680 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240.7/8.55 который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240.7/8.55	50-680	240	9,975	2432	30-75	62-180	26-39	114-430
ДРУ2-172РС	680-2850	172	5,0	1669	19-40	80-200	25,3	221-565

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, центраторов.

Проектирование бурильной колонны осуществляется в соответствии с методичкой.

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б таблицах Б.1 – Б.3.

Табличное значение $Q_{\text{ТК}}$ для труб 127 мм группы прочности «Д» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 102 и 107 тс(для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$.

$$Q_{\text{ТК-300}}=148 \cdot 0,9 = 133,2 \text{ т}$$

$$Q_{\text{ТК-400}}=155 \cdot 0,9 = 139,5 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{133,2}{94,51} = 1,41 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{139,5}{94,51} = 1,48 > 1,15$$

Таблица 2.10 - Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности и трубы на	
	от (вех)	до (низ)	тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	Нарастающая с учетом КНК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	33 10	ПК-127х9,19 Д	127	Д	9,19	3-162	1307	40,8	49,4 5	1,8 6	1,9 5

2.3.8 Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность хим. реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

Направление

Ингибирующие буровые растворы предназначены для бурения скважин в глинистых и глинодержащих породах, теряющих устойчивость, и

способных к диспергированию при взаимодействии с дисперсионной средой обычных буровых растворов на водной основе.

Основные разновидности ингибированных буровых растворов:

- известковые;
- гипсоизвестковые;
- хлоркалиевые;
- гипсокалиевые;
- хлоркальциевые;
- малосиликатные;
- алюмокалиевые.

В всех ингибированных растворах должен быть компонент – реагент-ингибитор, замедляющий гидратацию, набухание и диспергирование глин.

Общими компонентами для всех перечисленных выше видов ингибированных буровых растворов являются следующие:

- вода;
- бентонит;
- смазывающие добавки;
- пеногасители (помимо малосиликатного).

Кондуктор, эксплуатационная колонна

По степени минерализации дисперсной среды растворы делят на:

-пресные (минерализация среды до 1% по хлористому натрию и до 0,1% хлористому кальцию);

-минерализованные (при степени минерализации по хлористому натрию до 3% - слабоминерализованные, до 10% - среднеминерализованные и более 10%-высокоминерализованные).

Минерализованные растворы целесообразно применять в условиях попадания в буровой раствор солей, например, из разбуриваемых пород (отложение солей), и из пластовых вод, а также при вскрытии неустойчивых отложений глин, сланцев, аргиллитов, мергелей.

Выбор рецептуры минерализованного раствора зависит от условий бурения и наличия необходимого сырья. Наряду с глинистыми и эмульсионными применяют буровые растворы с дисперсной фазой из неглинистых пород (сульфатов, карбонатов), полимерные и полимерглинистые растворы.

Растворы из неглинистых пород получают в процессе бурения с промывкой водой мощных толщ карбонатов, сульфатов, мергелей. Образующуюся при этом суспензию обрабатывают специальными реагентами, иногда для снижения водоотдачи вводят небольшие добавки глины.

Ингибированные глинистые растворы повышают устойчивость стенок скважины, предупреждают переход в состав бурового раствора выбуренных глинистых пород, обладают меньшей чувствительностью к действию электролитов.

В качестве ингибирующих добавок чаще используются соединения кальция (известь, гипс, ангидрит, хлористый кальций) и калия (гидроокись калия, хлористый калий). Поэтому буровые растворы соответственно называются известковыми, гипсовыми, высококальциевыми, калиевыми, калиево-полимерглинистыми.

Для полимерных растворов характерны также повышение устойчивости склонных к обвалам горных пород, избирательная гидрофобизация, флокуляция частиц шлама, что облегчает удаление его из раствора в очистных устройствах. Однако акриловые полимеры неустойчивы при взаимодействии с солями кальция и магния.

Для бурения под направление принимаем глинистый раствор с плотностью 1,224 г/см³.

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 2.12.

Таблица 2.11 – Компонентный состав глинистого раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³	Название материала
Регулятор щелочности (рН)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	1	Каустическая сода
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2	Кальцинированная сода
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	30-40	Глина ПБМБ
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	8	КМЦ
Высоковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	2	РАС HV
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5	REOLUB
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,2	-
Утяжелитель	Регулирование плотности, кольматация каналов	0	Барит

Таблица 2.12 – Технологические свойства глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,224
Условная вязкость, с	40 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 15
Содержание песка, %	< 2

Для бурения под кондуктор принимаем плоимерглинистый раствор с плотностью 1,173 г/см³.

Таблица 2.13 – Компонентный состав полимерглинистого раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³	Название материала
Регулятор рН	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,7-1,2	Каустическая сода
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2	Кальцинированная сода
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	7-15	Глина ПБМБ

Продолжение таблицы 2.13 – Компонентный состав полимерглинистого раствора

Высоковязкий понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3-0,5	РАС HV
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1	УФЭ 8
Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор, фильтрации, инкапсулятор	0,1-0,15	КМЦ
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5	REOLUB
Утяжелитель	Регулирование плотности	0	Барит

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Технологические свойства полимерглинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,173
Условная вязкость, с	55 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 10
Содержание песка, %	< 2

Для бурения под эксплуатационную колонну принимаем полимерглинистый раствор с плотностью 1,173 г/см³.

Таблица 2.15 – Компонентный состав полимерглинистого раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³	Название материала
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2	Каустическая сода
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2	Кальцинированная сода
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	7-15	Глина ПБМБ
Высоковязкий понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3-0,5	РАС HV
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1	УФЭ 8

Продолжение таблицы 2.15 – Компонентный состав полимерглинистого раствора

Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор, фильтрации, инкапсулятор	0,1-0,15	КМЦ
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5	REOLUB
Утяжелитель	Регулирование плотности	0	Барит

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 2.16.

Таблица 2.16– Технологические свойства полимерглинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,173
Условная вязкость, с	55 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 10
Содержание песка, %	< 2

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект).

Результаты расчета представлены в таблицах 2.17, 2.18, 2.19, 2.20.

Таблица 2.17 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	50	БУРЕНИЕ	0,355	0,05	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	17,5	83,6	304,9
Под кондуктор									
50	680	БУРЕНИЕ	0,46	0,051	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	10	89,5	203,4
Под эксплуатационную колонну									
680	2850	БУРЕНИЕ	1,42	0.121	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	8	76,5	140
Отбор керна									
1842	1910	Отбор керна	0,827	0,071	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	79,4	88
2330	2360	Отбор керна	0,827	0,071	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	79,4	88
2790	2830	Отбор керна	0,827	0.071	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	79,4	88

Таблица 2.18 – Конструкция бурильных колонн (анализ суммарных напряжений)

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	50	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162	11,71	0,372	8,841	2,50	9,71	>10	>10
бурение	50	680	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162	583,8	18,56	35,10	1,63	3,43	3,79	3,97
бурение	680	2850	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162	2772	86,55	99,53	2,16	1,52	1,34	1,40
отбор керна	1842	1910	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162	1871	58,42	63,69	3,68	2,45	2,09	2,19
отбор керна	2330	2360	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162	2321	72,47	77,74	3,03	2,02	1,71	1,79
отбор керна	2790	2830	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162	2791	87,14	92,41	2,55	1,71	1,44	1,51

Таблица 2.19 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	170	203,3	1	92	30,18	60,35

Продолжение таблицы 2.19 – Режим работы буровых насосов

50	680	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	61	17,57	35,14
680	2850	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	120	34,56	34,56
1842	1910	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	70	20,16	20,16
2330	2360	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	70	20,16	20,16
2790	2830	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	70	20,16	20,16

Таблица 2.20 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	50	БУРЕНИЕ	72,1	50,5	0,0	11,5	0,0	10,0
50	680	БУРЕНИЕ	205,7	57,9	110,0	26,6	1,2	10,0
680	2850	БУРЕНИЕ	230,8	40,5	72,0	66,6	41,7	10,0
1842	1910	ОТБОР КЕРНА	77,3	43,7	0,0	14,5	14,3	4,8
2330	2360	ОТБОР КЕРНА	83,6	43,7	0,0	17,6	17,5	4,8
2790	2830	ОТБОР КЕРНА	90,2	43,7	0,0	20,8	20,9	4,8

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая:

– при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;

– в конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 2.2 и 2.3 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

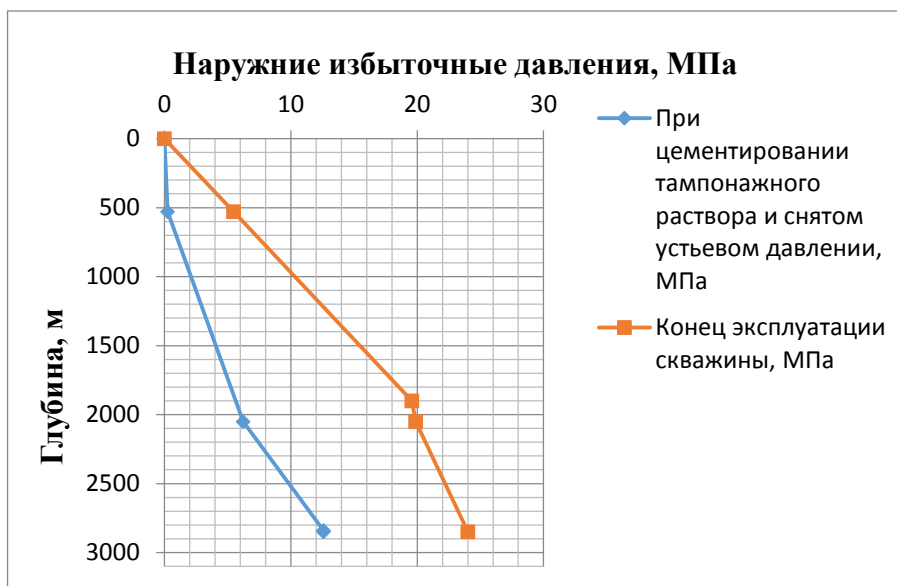


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

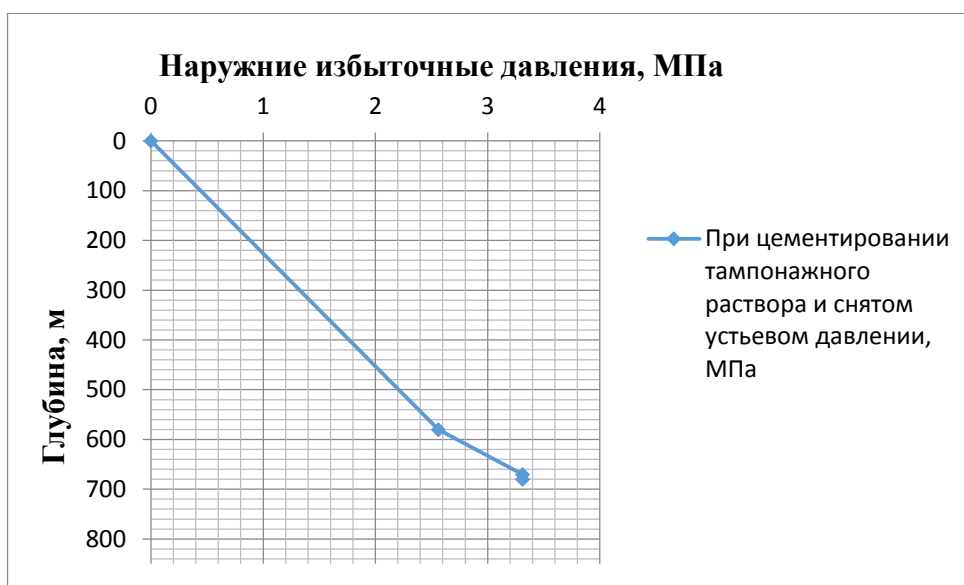


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая:

- при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения;
- при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 2.4 и 2.5 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

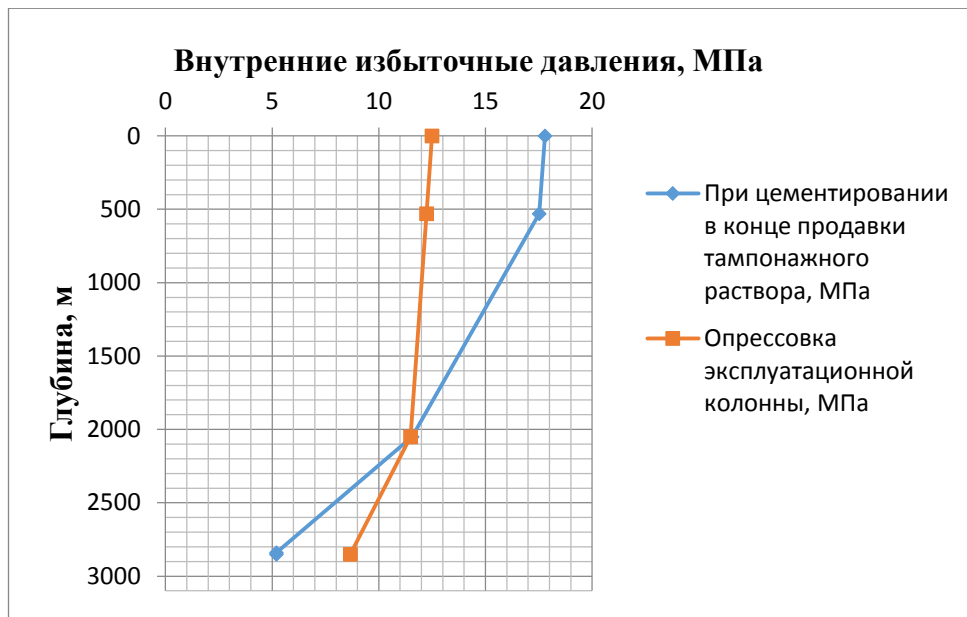


Рисунок 2.4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

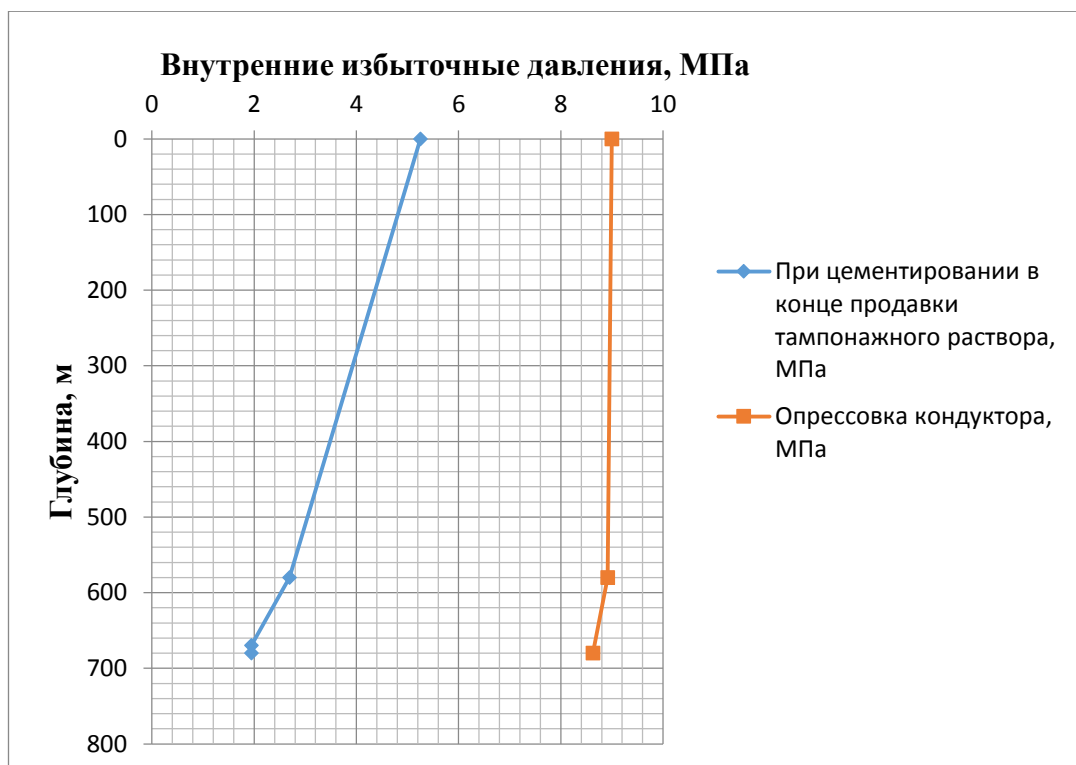


Рисунок 2.5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.21.

Таблица 2.21 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	50	67,2	3360	3360	0-50
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	680	47,2	32096	32096	0-680
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	8,5	1058	29,0	30682,0	71181,2	1792-2850
2	ОТТМ	Д	6,5	1792	22,6	40499,2		1792-0

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 146 мм	БКМ-146 («Уралнефтемаш»)	2850	2850	1	1
	ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)	2840	2840	1	1
	ЦПЦ-146/216 («НефтьКам»)	0	630	13	74
		630	730	10	
		730	1850	23	
		1850	1900	5	
		1900	2340	9	
		2340	2350	1	
		2350	2800	9	
		2800	2820	2	
2820	2850	3			

Таблица 2.22 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Эксплуатационная, 146 мм	ЦТ-146/216 («НефтьКам»)	680 950	950 1852	20 90	124
	ЦТ-146/216 («НефтьКам»)	1852	1900	7	
		2340	2350	3	
		2800	2820	4	
	ПРП-Ц-В-146 («Уралнефтемаш»)	2840	2840	1	1
	ПРП-Ц-Н-146 («Уралнефтемаш»)	2840	2840	1	1
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	680	680	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	670	670	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	20	2	26
		20	80	6	
		80	670	12	
		670	680	2	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	670	670	1	1	
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	40	40	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	30	2	4
		30	50	2	
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	40	40	1	1	

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гп}, \quad (2.1)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

P_{gp} – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

Поскольку $44,32 \leq 54,15$, условие выполняется, соответственно необходимо производить прямое цементирование в одну ступень.

Необходимое число цементосмесительных машин рассчитывается исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m_2 = G_{сух} / G_b, \quad (2.2)$$

где $G_{сух}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т.;

G_b – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно. Причем в случае превышения массы цемента над грузоподъемностью бункера менее, чем на 3 тонны, можно не увеличивать число цементосмесительных машин, а производить досыпку цемента в момент приготовления.

Результаты расчётов представлены в таблице 2.23.

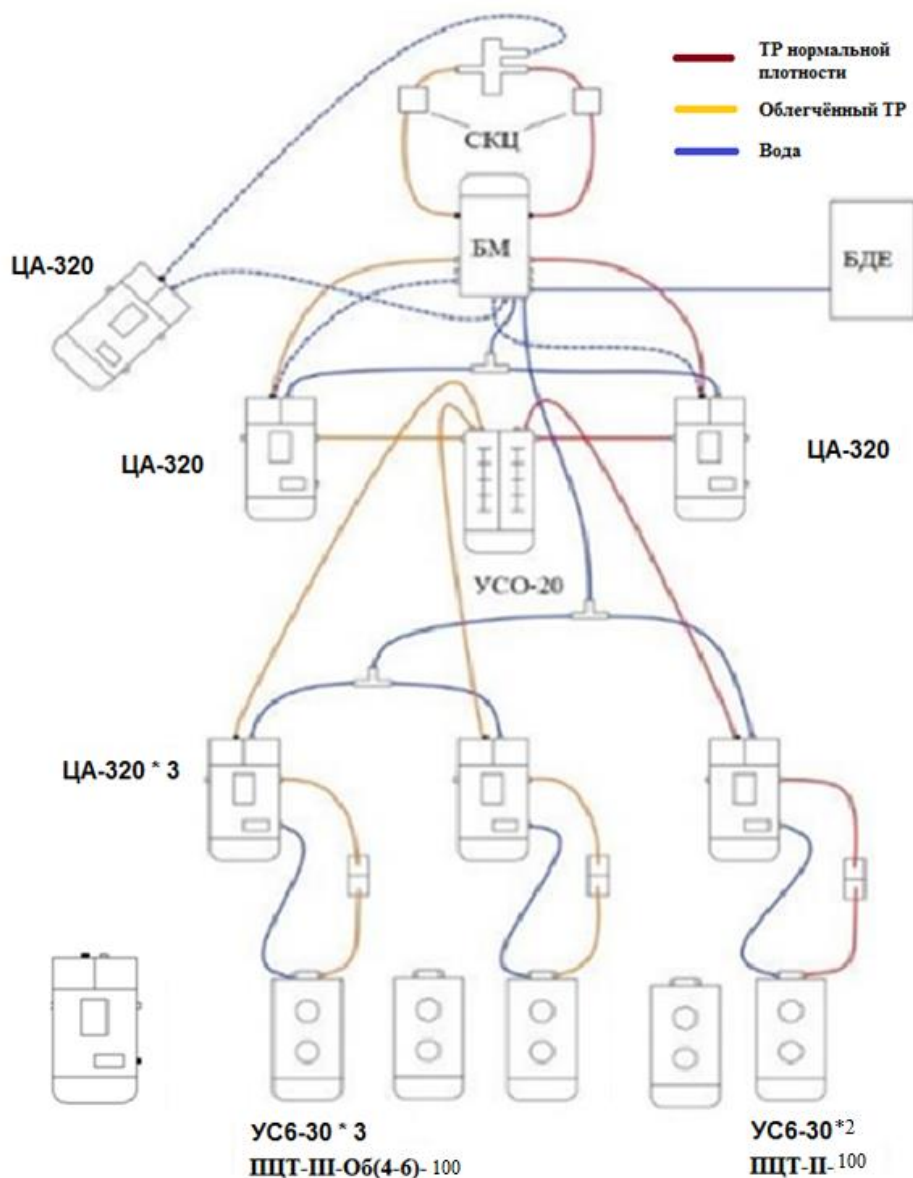
Таблица 2.23 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	4,63	0,93	1050	0,93	МБП-СМ	65,1
		3,7		3,70	МБП-МВ	55,5
Продавочная жидкость	39,77		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	31,08		1400	26,10	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	20 650
					НТФ	12,74
Нормальной плотности тампонажный раствор	11,80		1820	7,75	ПЦТ-II-100	14 950
					НТФ	3,18

Тампонажный раствор нормальной плотности: $m_2 = 14,95 / 13 = 1,15 - 2$ УС6-30.

Облегченный тампонажный раствор: $m_2 = 20,65 / 10 = 2,065 - 3$ УС6-30.

На рисунке 2.6 представлена схема расположения оборудования при цементировании.



СКЦ – станция контроля цементирования, БДЕ – блок дополнительных емкостей, ЦА-320 – цементировочный агрегат, УС 6-30 – цементосмесительная машина, УСО-20 – установка смесительная осреднительная

Рисунок 2.6 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.4 Проектирование процессов испытания скважин

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

- оценка продуктивности пласта;
- отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования;
- оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП);
- оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 2.3.

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 28,76}{9,81 \cdot 2820} = 1091,6 \text{ кг/м}^3, \quad (2.3)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{\text{пл}}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление испытываемого пласта, Па,

h – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 2.4.

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк.}}) = 2(0 + 38,76) = 77,52 \text{ м}^3 \quad (2.4)$$

где $V_{\text{внхв}}$ – внутренний объем хвостовика, м^3 ,

$V_{\text{внэк}}$ – внутренний объем ЭК, м^3 ,

$V_{\text{эк}} = (\pi D^2/4) \cdot H$ – объем эксплуатационной колонны, м^3

H – глубина скважины, м

D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м

$$V_{\text{эк}} = 1058 \cdot 3,14 \cdot 0,1291^2 / 4 + 1792 \cdot 3,14 \cdot 0,1331^2 / 4 = 38,76 \text{ м}^3$$

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

Протяженности интервала перфорации более 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на НКТ.

В таблицу 2.24 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 2.24 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
20	НКТ	Кумулятивная	ORION 73КЛ	20	1

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

– пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ);

– аппараты спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле.

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИМ-65.

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если

коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФК1-65х14.

2.5 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 2.25.

Таблица 2.25 – Выбор буровой устаовки

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	94,5	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	120 > 94,5
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	71,18	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	180 > 71,18
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	109,6	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	200/109,6 = 1,82 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	200		

3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «Анализ способов ликвидации прихватов бурильных колонн»

3.1 Основные понятия и определения

В современных условиях бурения, характеризующихся разнообразием геологического строения районов, ростом глубин скважин, высокими давлениями и температурами, а также солевой агрессией, приводящими к деструкции БР, наличием толщ проницаемых отложений и неустойчивых пород, сложными конструкциями скважин и компоновок низа бурильных колонн, разнообразием систем химических обработок буровых растворов, сложной пространственной конфигурацией скважин, вопросам предупреждения прихватов бурильных и обсадных колонн, а также способам ликвидации последствий осложнений отводится первостепенная роль.

Под прихватом бурильной колонны понимается невозможность подъема её из скважины при технически допустимых натяжениях. Предельные нагрузки определяются прочностью бурильных труб или других наиболее слабых элементов колонны, подъемного оборудования, вышки.

Под затяжкой бурильной колонны при ее подъеме понимается значительное увеличение нагрузки на крюке, при которой по техническим нормам разрешается поднимать бурильную колонну.

Посадка колонны называется отмечаемое индикатором веса существенное снижение нагрузки на крюке. Обычно выделяют уменьшение нагрузки на крюке в процессе спуска бурильной колонны при прохождении сужений, желобов, уступов в отличие от разгрузки колонны при достижении ею забоя. Возможны сужения и другие препятствия, когда колонна при технически допустимой разгрузке на крюке не доходит до забоя.

Для заклинивания характерно жесткое сопротивление продольному перемещению или вращению колонны, обусловленное резкой посадкой ее в желоб, в сильно искривленный участок, перегиб ствола или сужение. Это особенно часто наблюдается при изменении компоновки колонны, спуске

жестких большого диаметра длинных элементов в пробуренный ранее с использованием менее жесткой компоновки ствол, в сужение, созданное обвал образованием или сильно изношенным по диаметру долотом или калибратором. При небольших превышениях нормального уровня усилий и крутящего момента говорят о подклинивании.

Все виды рассматриваемых осложнений обусловлены сильным взаимодействием бурильной колонны со стенками скважины. Обвал образования, сопровождающиеся сужением ствола, обрушением, накоплением крупных кусков породы в кавернах и на забое, образованием пробок и сальников, часто могут вызвать посадки, затяжки, заклинивания и прихваты. Другая причина прихватов - прижатие бурильной колонны к стенке, глинистой корке, под действием перепада давлений в системе скважина - пласт и нормальной составляющей ее собственного веса на наклонном участке [10].

3.2 Прихваты бурильных труб

Бурильные трубы считаются прихваченными, когда часть бурильной колонны теряет возможность перемещения в осевом направлении и вокруг своей оси при приложении к ней нагрузки сверх собственного веса с учётом дополнительных потерь на сопротивление движению и вращению.

По характеристике удерживающей силы и однородности обстоятельств, предшествующих возникновению, прихваты делятся на три группы:

- 1) прихваты из-за перепада давления или дифференциальные;
- 2) прихваты из-за затяжки в желобной выработке, заклинивания колонны труб в суженной части ствола скважины и заклинивание посторонним предметом;
- 3) прихваты из-за осыпей и обвалов, течения (ползучести) пластичных пород, образования сальника, оседания твердой фазы или шлама. Рассмотрим более детально каждый тип прихвата [11].

3.2.1 Прихват из-за перепада давления

Так называемый дифференциальный прихват приурочен к интервалам проницаемых пластов и относится к первой группе. Этот прихват возникает, когда разность между гидростатическим давлением бурового раствора и пластовым давлением становится чрезмерно большой, и колонна труб в скважине находится без движения даже незначительное время, в течение которого труба соприкасается со стенкой скважины. На отдельных участках колонна труб всегда прижата к стенкам скважины боковой составляющей собственного веса. На участке, сложенном проницаемыми породами и покрытом фильтрационной коркой, при прижатии колонны фильтрационная корка уплотняется и может стать почти непроницаемой.

В результате, на ту часть поверхности труб, которая не прижата к стенке, будет действовать сила давления бурового раствора, направленная от оси скважины перпендикулярно к площадке прижатия. На ту же часть поверхности, которая прижата к стенке, может действовать только сила пластового давления, направленная в сторону скважины.

При давлении в скважине больше пластового возникает гидравлическая прижимающая сила, величина которой примерно пропорциональна разности давлений в скважине и в пристволенной зоне и площади контакта колонны с уплотненной фильтрационной коркой. Чем больше время нахождения буровой колонны в неподвижном состоянии, тем существеннее толщина буровой корки, а, следовательно, и больше величина гидравлической прижимающей силы. При возникновении прихвата из-за перепада давлений циркуляция бурового раствора сохраняется [12].

3.2.2 Прихват в желобной выработке

Данный вид относится ко второй группе и возникает при подъеме или вращении буровой колонны. В процессе бурения буровые трубы постоянно находятся в растянутом состоянии. При проходке искривленного

интервала ствола они стараются принять вертикальное положение, в результате чего создается прижимающая сила, направленная горизонтально, которая способствует тому, что бурильный замок врежется в пласт на дуге участка искривления, вырабатывая новый ствол при спуско-подъемных операциях (СПО) или вращении бурильной колонны.

Этот новый ствол называют желобом. Желоб в стенке ствола скважины может образовываться, если разбуриваемый пласт сложен мягкими породами и вес бурильной колонны ниже искривления достаточен для создания прижимающей силы. Наличие желоба можно установить по ситуации, когда бурильная колонна спускается, но нельзя произвести ее подъем, или по данным профилометрии. При возникновении прихвата в желобной выработке циркуляция бурового раствора сохраняется, а дополнительная натяжка инструмента лишь усугубляет прихват [13].

3.2.3 Прихват из-за заклинивания в суженной части ствола

Это вид прихватов относится ко второй группе и возникает при спуске инструмента. Он приурочен в большинстве случаев к интервалам, сложенным крепкими абразивными породами, при значительной сработке долота по диаметру, а также к зонам локального искривления ствола скважины. Циркуляция бурового раствора обычно сохраняется.

3.2.4 Прихват посторонними предметами

Данный вид относится ко второй группе и возникает при бурении или СПО. Этот тип прихвата возможен по всему стволу скважины, вследствие падения в скважину посторонних предметов. Прихват характеризуется затяжкой инструмента при подъеме или резкой посадкой при спуске бурильного инструмента. Циркуляция бурового раствора сохраняется [14].

3.2.5 Прихват из-за осыпей, обвалов и текучести пластичных пород

Этот вид относится к третьей группе. Основной причиной обвалов и осыпей является нарушение равновесия между напряжением в пласте и поровым давлением, с одной стороны, и давлением бурового раствора в скважине, с другой стороны. Признаками данного типа прихвата может являться резкое повышение давления на стояке, увеличение момента на роторе, возникновение посадок при спуске и затяжек при подъеме бурильного инструмента.

В отдельных случаях при обвале может произойти гидроразрыв пласта с последующим поглощением. Прихват сопровождается потерей циркуляции бурового раствора.

3.2.6 Прихват из-за сальникообразования

Относится к третьей группе и возникает при разбурировании глинистых высокопроницаемых пластов при формировании толстой глинистой корки. Образованию сальников, состоящих из вязкой смеси глинистого материала с частицами выбуренной породы, способствуют загрязненность скважины шламом из-за неудовлетворительной промывки, плохая работа системы очистки бурового раствора, спуск инструмента без промежуточных промывок, бурение без проработок пробуренного интервала, ступенчатость ствола скважины, наличие каверн, желобов, большая кривизна ствола. Сальники могут образовываться как при бурении, так и при расширении и проработке ствола скважины.

Признаками образования сальника является уменьшение механической скорости, возникновение затяжек при отрыве долота от забоя, увеличение крутящего момента при роторном бурении, а иногда и перепад давления при промывке. Подъем бурильной колонны при наличии сальника может вызвать поршневание, понижение давления под сальником, что служит причиной

обвалов и проявлений. Обычно циркуляция бурового раствора невозможна или осуществляется частично [15].

3.2.7 Прихват вследствие оседания твердой фазы бурового раствора

Относится к третьей группе и происходит в основном при прекращении циркуляции седиментационно неустойчивого бурового раствора. Указанное может вызвать накопление шлама или утяжелителя в трубах и затрубном пространстве.

Признаками данного типа прихвата являются повышение давления при промывке, затяжки бурового инструмента, а затем и полное прекращение циркуляции бурового раствора.

3.2.8 Способы ликвидации прихватов бурильных колонн

Расхаживание и отбивка ротора.

Расхаживание - способ ликвидации прихвата, при котором к БИ прикладывается нагрузка на какое-то значение превышающая его вес (буровик может превышать нагрузку на 20тонн, а мастер на 30тонн).

$$P_{доп} = \sigma_{тек.матер} \cdot F / K;$$

где F – площадь тела трубы, $F = 785(D^2 - d^2)$; K – коэффициент запаса прочности, $K = 1.2 - 1.3$; $\sigma_{тек.матер.}$ – предел текучести материала ($\sigma_{тек.матер.} = 380 \text{ кг/см}^2$).

Отбивка ротора – забиваются клинья и вращают инструмент, находящийся в клиновом захвате вправо, для этого рассчитывается дополнительное число оборотов:

$$\sigma_r = P_{раст} / (F_{трубы} \cdot K);$$

Гидровибрирование. Для придания колебательных движений колонне БТ используется энергия гидравлического удара путем отключения на этот период компенсаторов БН или части клапанов насосов. Данный способ может дать результат в сочетании с расхаживанием или установкой жидкостных ванн, поскольку при вибрировании нарушается контакт со стенками

скважины, снижается коэффициент трения в контактной зоне и образуются каналы, которые легко заполняются агентом ванны.

Взрывной метод. Существуют шнуровые торпеды, которые после проверки прохождения до места прихвата взрывают, создается встряхивание, инструмент освобождается.

При встряхивании труб выполняют следующие операции:

1. производится расхаживание труб, а если не потеряна циркуляция, то и промывка скважины;
2. определяется зона прихвата;
3. собирается торпеда заданной длины, спускается в скважину и устанавливается напротив всей зоны прихвата или над долотом при его заклинивании;
4. производится натяг труб с максимально возможной силой и моментом;
5. осуществляется взрыв;
6. колонна труб поднимается (в случае необходимости производится ее расхаживание).

Гидроимпульсный метод. Рекомендуется для ликвидации прихватов, вызванных действием перепада давления, заклинивания колонн в желобных выработках или обломках породы. Необходимым условием при этом является нахождение нижней части колонны БТ на некотором расстоянии от забоя скважины, что ликвидация будет происходить сбиванием колонны вниз.

Ликвидация прихватов с помощью жидкостных ванн. В качестве агентов ванны используют нефть (эффективен в интервалах проницаемых пород, вызванных действием перепада давления, и не рекомендуется при ликвидации прихватов, произошедших в результате заклинивания труб посторонними предметами или обрушившейся горной породой, в желобах, в суженной части ствола скважины или в нарушенной ОК), воду, кислоты (карбонатные, глинисто карбонатные интервалы), щелочи и др. продукты.

Суть в том, что агент проходя мимо места прихвата разрушает корку или породу. Объем прокачиваемого агента: $V_{\text{агент}} = V_{\text{кольцпростК}}$, $K=1,2$. объем продавочной жидкости:

$$V_{\text{прод}} = V_{\text{трубы}} + V_{\text{кол прост.}}$$

Применение технических ударных устройств. Ясс – это приспособление, которое включается в состав БК и при натяжении начинает сотрясать колонну. Могут быть гидравлические и механические.

Яссы представляют собой раздвижные устройства, которые приводятся в действие натяжением проволоки. Они предназначены для создания динамических ударов. Гидравлический Ясс для удара вверх срабатывает автоматически, когда его плунжер достигает участка цилиндра диаметром большим, чем диаметр плунжера, что приводит к резкому увеличению его скорости. Механический Ясс предназначен для создания удара вверх и вниз.

Отвинчивание колонны. При отвинчивании колонны с использованием взрыва в большинстве случаев удастся освободить весь инструмент или большую его часть путем многократного отвинчивания в сочетании с промывкой инструмента и скважины через разъединенную колонну труб.

При отвинчивании труб необходимо [16]:

1. провести расхаживание и, если не потеряна циркуляция, промыть скважину;
2. закрепить резьбовое соединение БТ;
3. наметить место отворота труб и разгрузить резьбовое соединение (нейтральное сечение), намеченное для отвинчивания, от веса верхней части колонны (место отворота выбирается в устойчивой части разреза в интервале отсутствия каверн);
4. посадить натянутую колонну труб на трубные клинья, что бы предотвратить ее смещение относительно ствола ротора;
5. приложить к колонне труб обратный вращающий момент (против час), равный $1/3$, но не более $1/2$, закручиваемого момента, и застопорить колонну;
6. опустить торпеду, установить в намеченном интервале и взорвать;

- 7.поднять из скважины кабель с остовом торпеды, грузом и держателем;
- 8.расстопорить ротор и приступить к развинчиванию труб.

Отстрел. Применяется тогда, когда другие методы ликвидации аварии оказываются безуспешными или их применение экономически не выгодно.

Спускаем торпеду до намеченного интервала и взрываем.

Последующие действия имеют 2 пути:

- 1)Если интервал прихвата мал, то его разбуривают;
- 2)если интервал прихвата большой, то врезают новый ствол.

3.2.9 Общие технологические мероприятия по предупреждению прихватов

Для предупреждения прихватов необходимо придерживаться требований Инструкции по борьбе с прихватами колонны труб при бурении скважин [18].

При этом должны соблюдаться следующие основные требования.

1. Правильно выбрать вид промывочной жидкости для данной площади с учетом новейших достижений в этой области. Необходимо по возможности переходить на промывочные жидкости с малым содержанием глинистых и твердых фракций частиц, обработанные химическими реагентами и ПАВ, которые создают условия для предупреждения прихватов и лучшие возможности для качественного вскрытия продуктивных горизонтов.

2. Плотность бурового раствора должна исключать, превышение избыточного давления на пласт не более чем это установлено нормами согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Приказ от 12 марта 2013 г. N 101 [17], для чего геологическая служба должна прогнозировать пластовые давления с наибольшей точностью. Вскрытие пластов осуществляется с превышением забойного давления над пластовым не менее чем на 10 % для скважин глубиной по вертикали до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м) и на 5 % для интервалов от 1200 м по вертикали до проектной

глубины. За исключением случаев вскрытия пластов в условиях отрицательного дифференциального давления, которое осуществляется с применением специального оборудования с обоснованием безопасной величины депрессии.

В необходимых случаях в рабочем проекте может устанавливаться большая плотность бурового раствора, но при этом максимально допустимая репрессия (с учетом гидродинамических нагрузок) должна исключать возможность гидроразрыва пород или поглощения раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения. Нельзя допускать отклонений от установленной плотности в геолого-технологическом наряде (ГТН) бурового раствора более чем на 30,0 кг/м³

3. Для повышения противоприхватной способности необходимо в течение всего цикла бурения скважины поддерживать в промывочной жидкости определенное содержание смазочных веществ. Количество смазывающих веществ в буровом растворе следует определять с помощью прибора СР-1. Рекомендуемое количество нефти, вводимое в буровой раствор с плотностью (1100-2000) кг/м³, колеблется в пределах (6-15) %. Для исключения гидрофобизации и предупреждения осаждения частиц утяжелителя последний перед вводом в раствор гидрофилизуют, т.е. обрабатывают химреагентами гидрофилизаторами (УЩР; КМЦ; гипан; ТПФН и др.) [18].

4. Нельзя оставлять бурильную колонну без движения в открытой части ствола, особенно при вскрытых неустойчивых пластах, в продуктивных горизонтах, сильнопористых и проницаемых породах, а также напротив пород, склонных к образованию осыпей и обвалов. В случае вынужденного оставления бурильной колонны в открытом стволе скважины бурильщику запрещается оставлять тормоз лебедки и вменяется в обязанность принять меры к подъему колонны и обеспечению постоянной промывки забоя по возможности с вращением колонны ротором или ключами.

5. При кратковременном (до 0,5 ч) прекращении циркуляции бурового раствора надо поднять колонну бурильных труб от забоя не менее чем на 15 м и через 2-5 минут расхаживать и проворачивать ротором. При прекращении циркуляции или неисправности оборудования, на устранение неполадок которых потребуется более 30 мин, бурильную колонну надо поднять в обсадную.

6. Постоянно следить за нормальной работой насосов, механизмов очистки бурового раствора (вибросита, гидроциклона и др.), а также исправностью бурильной колонны.

7. При бурении следует делать контрольный приподъем бурильной колонны на 10-15 м через 45 мин бурения при отсутствии затяжек и не реже чем через 15-17 мин бурения при их наличии.

В последнем случае перед наращиванием надо прорабатывать пробуренный участок до полного устранения затяжек.

3.2.10 Предупреждение прихватов первой группы

1. Снизить перепад давления $P = P_{\text{гидр}} - P_{\text{пл}}$. Это означает, что бурение необходимо вести с минимальным превышением давления столба бурового раствора ($P_{\text{гидр}}$) над пластовым ($P_{\text{пл}}$) с учетом возможности пульсации и поршневого эффекта в скважине. Не допускать увеличения плотности бурового раствора в затрубном пространстве, особенно при бурении скважин большого диаметра, из-за насыщения его большим количеством выбуренной породы. С этой целью ограничивают механическую скорость бурения.

2. Уменьшить площадь контакта бурильной колонны со стенкой скважины в зоне прихватоопасного горизонта. С этой целью в компоновку низа бурильной колонны следует включать противприхватные опоры, квадратные УБТ, шестигранные и УБТ со спиральными канавками. В качестве противприхватных опор рекомендуется применять стабилизаторы и центраторы, диаметр которых на 5-10 мм меньше диаметра долота. УБТ со

спиральной канавкой имеют площадь поверхности на 50 % меньше, чем гладкие УБТ и, следовательно, создают в два раза меньшую прижимающую силу.

3. Применяемые буровые растворы должны иметь минимальную водоотдачу и обладать хорошими смазывающими свойствами. Следовательно, буровой раствор на нефтяной основе является идеальным для разбуривания пластов, подверженным прихватам вследствие перепада давлений.

4. При бурении в прихватоопасном горизонте или ниже его нельзя оставлять бурильную колонну без движения даже на короткое время. Бурение в этом случае лучше вести роторным способом. В случае применения забойного двигателя необходимо обязательно вращать бурильную колонну. Промывку скважины перед подъемом, а также во время утяжеления бурового раствора, следует проводить с расхаживанием бурильной колонны в пределах длины ведущей трубы.

5. Так как с увеличением времени нахождения бурильной колонны в неподвижном состоянии тяжесть прихвата возрастает, то для ускорения его ликвидации рекомендуется в компоновку бурильной колонны включить ударные механизмы (например, ГУМ, ВУК и др.) [19].

3.2.11. Предупреждение прихватов второй группы

Заклинивание колонны труб при бурении глубоких скважин возникает чаще, чем прихваты под действием перепада давления. Залогом успешной борьбы с заклиниванием бурильной колонны является правильный выбор компоновки низа бурильной колонны. Она должна обеспечивать бурение скважины на оптимальных режимах; не создавать больших гидравлических сопротивлений; исключать искривление ствола, которое, как правило, является главной причиной образования желобов; не допускать потерю диаметра ствола скважины и скопления на забое шлама и мелких металлических предметов.

В условиях повышенной опасности самопроизвольного искривления наиболее эффективно применять жесткие КНБК, которые должны включать установку калибратора над долотом и УБТ увеличенного диаметра с размещением над ними центрирующих элементов с одной опорой при угле падения пластов до 100 и с двумя опорами при наклоне пластов более 100 .

При бурении скважин большим диаметром (394 мм) в устойчивых и перемежающихся по крепости породах с крутым падением пластов, способствующим естественному набору кривизны, желательно применять роторный способ со ступенчатой компоновкой породоразрушающего инструмента с пилот-долотом.

В нижней части бурильной колонны между бурильными трубами и УБТ, а также между свечами УБТ необходимо устанавливать выводящие переводники или лопастные спиральные центраторы с длиной корпуса 1,2-2,0 м и диаметром на 5-10 мм меньше диаметра долота. При бурении вертикальных скважин в интервале применения одного размера долота КНБК должна быть постоянной и исключать резкое изменение зенитного и азимутального углов. Против образования желобов хороший эффект дает бурение с эксцентричным переводником, устанавливаемым над долотом. При бурении в твердых и средних породах через каждые 300 м измеряют профиломером диаметр скважины, а в мягких – через каждые 500 м.

Считают, что если при подъеме бурильной колонны 2 раза подряд произошли затяжки, причем интенсивность их возрастала по сравнению с предыдущим подъемом, то это указывает на образование желоба. Вначале следует произвести профилометрию и попытаться устранить желоб проработкой ствола скважины долотом с установленным над ним шарошечным центратором.

При безрезультатности проработки ствола скважины с помощью шарошечного центратора интервал ствола на участке желоба прорабатывают гидравлическими расширителями. Если расширители не позволяют устранить желоба, то их нейтрализуют взрывом гибких зарядов, взрывчатого вещества

(ВВ), для чего торпеды шашечные или другие виды ВВ закладывают в брезентовые (пожарные) рукава и опускают их в желоб.

Максимальная длина торпед достигает 30 м, мощность до 3 кг ВВ на 1 м. Гибкие торпеды повторяют профиль желоба, что обеспечивает его устранение, как правило, одним взрывом. При заклинивании бурильной колонны во время затяжки ее в желоб приостанавливается подъем, и категорически запрещается освобождать прихваченную колонну вытягиванием ее вверх. Необходимо попытаться сбить колонну вниз. Для предупреждения прихватов, возникших вследствие заклинивания колонны бурильных труб в суженной части ствола, необходимо обратить внимание на следующее.

Осторожно следует спускать в скважину бурильную колонну с элементами, имеющими форму, отличную от предыдущей, – четырехшарошечное долото после трехшарошечного, 178 мм УБТ после 146 мм и т.д. При возникновении посадок надо остановить спуск колонны, поднять ее на длину 15-20 м, проработать опасный интервал и только тогда продолжать спуск колонны [20].

Призабойную часть ствола скважины необходимо прорабатывать. Нагрузка на долото при проработке должна составлять 20-30 кН и менее. Для исключения заклинивания алмазного долота необходимо две последние трубы опускать со сплошной проработкой призабойной зоны. Компоновка низа бурильной колонны должна включать ударный механизм над УБТ с целью оперативного применения его в случае возможного заклинивания. Заклинивание бурильных и обсадных колонн при спускоподъемных операциях посторонними предметами, падающими через устье, предупреждается установкой на устье полуавтоматического устройства для предупреждения попадания посторонних предметов в скважину или резинового круга над ротором.

3.2.12 Предупреждение прихватов третьей группы

Для предупреждения прихватов в интервалах, где породы (каменная соль, бишофиты, глины, аргиллиты) неустойчивы, выпучиваясь и осыпаясь прихватывают находящуюся в скважине колонну труб, необходимо осуществлять такие работы.

1. Создавать условия для бурения неустойчивых интервалов с максимально возможными скоростями, не допуская остановок.

2. Применяемый буровой раствор должен поддерживать ствол в хорошем состоянии, исключать затяжки, посадки и образование больших каверн.

Рекомендуется для разбуривания глин, аргиллитов, засоленных глин - хлоркалийевый буровой раствор;

для разбуривания терригенных пород с пропластками солей - буровой раствор на основе гидрогеля железа (магния);

в других более сложных условиях - известково-битумный раствор.

3. При непрекращающихся явлениях сужения ствола выпучиваемыми породами необходимо утяжелить буровой раствор на 10-15 % по сравнению с требуемым геолого-техническим нарядом (ГТН) или пересмотреть соответствие типа промывочной жидкости геолого-техническим условиям бурения [21].

4. В породах, склонных к сальникообразованию, рекомендуется применять равнопроходную конструкцию низа бурильной колонны, обеспечивающую высокую скорость выходящего потока. Следует исключать ступенчатые диаметры при проводке необсаженного ствола скважины.

5. В скважину, пробуренную роторным способом и с использованием долот режущего типа, запрещается спускать турбобур без предварительной проработки ствола шарошечным долотом.

6. При повышении давления на выкидной линии насосов прекратить бурение и привести в нормальное состояние ствол скважины интенсивной

промывкой с расхаживанием и вращением колонны труб ротором с частотой не менее 80 об/мин, не допуская натяжения колонны сверх собственного веса.

3.2.13. Ликвидация прихватов

Ликвидация прихватов сводится к устранению или уменьшению, удерживающей бурильную колонну, силы до уровня, при котором ее можно преодолеть. Эффективность ликвидации прихвата, как всегда, предопределяется правильностью выбора способа или набора способов, которые бы отвечали и соответствовали типу прихвата. Выбору технологического решения предшествует определение места прихвата и диагностика типа прихвата. Время, прошедшее с начала прихвата, является, как правило, фактором, усугубляющим осложнение. Поэтому все необходимые измерения следует делать оперативно, а до начала операции проводить работы (промывку, расхаживание и т.п.) с целью воспрепятствовать усложнению возникшей ситуации [22].

В практике бурения применяются различные методы ликвидации прихватов бурильных обсадных колонн. В большинстве случаев затяжки и небольшие прихваты обычно устраняются путем расхаживания (многократное опускание и поднимание колонны) и прокачивания ротором бурильной колонны. Величина усилия, прилагаемого к трубам во время шагания в значительной степени превышает собственную массу колонны и ограничивается прочностью труб.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Девятникову Дмитрию Олеговичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ООП	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения</i>
Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм и внутренним правилам организации</i>
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Согласно действующему законодательству РФ</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>1. Финансовый менеджмент, ресурсо-эффективность и ресурсосбережение</i>
<i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>2. Расчет затрат времени и труда по видам работ</i>
<i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>3. Нормативная карта строительства скважины</i>
<i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>4. общий расчет сметной стоимости</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Организационная структура управления организацией

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.02.2023
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г	к. э. н.		03.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Девятников Дмитрий Олегович		03.02.2023

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В современных условиях хозяйствования возрастают требования к экономической подготовке инженерно-технических кадров. Одним из путей улучшения экономической подготовки инженеров является выполнение на должном теоретическом и практическом уровне раздела ВКР: «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- произвести расчет нормативной продолжительности выполнения работ согласно теме ВКР и представить календарный график выполнения работ;
- представить сметную стоимость выполнения работ с расчетом отдельных статей сметы.

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

В экономической части дипломного проекта обосновывается проектная продолжительность строительства скважины, определяется ее сметная стоимость исходные данные для расчета приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Проектная глубина, м:	
- по вертикали	2850
Способ бурения:	
0 – 50	Роторный
50-680	ВЗД
680-2850	ВЗД (отбор керна ротор)
Цель бурения	Разведочная
Конструкция скважины:	
- направление; - кондуктор; - эксплуатационная.	Ø 323,9 мм на глубину 50 м Ø 244,5 мм на глубину 680 м Ø 146,1 мм на глубину 2850м

Продолжение таблицы 4.1 – Исходные данные

Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК – 1М
Оснастка талевой системы в интервале 0-2850 м	6x5
Насосы: - тип; - количество, шт.	УНБТ-950 2
производительность, л/с: - в интервале 0-50 м (л); - в интервале 50-680 м (л). - в интервале 680-2850 м (л)	30.18 17.57 20.16
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
- в интервале 0-50 м	Ø 203 мм – 36 м
- в интервале 50-680 м	Ø 178 мм – 72 м
- в интервале 680-2850 м	Ø 178 мм – 24 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 50-680 м	ДГР-240
- в интервале 680-2850 м	ДРУ-172
Бурильные трубы: длина свечей, м	24
- ТБПК	127 – 2850 м
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-50 м	Ш "НьюТекСервисез" 393,7 М ГВ
- в интервале 50-680 м	PDC "Волгабурмаш" 295,3 FD 419SM М+МС
- в интервале 680-2850 м	PDC БИТ 190,5 В713 УМ

На основании приведённых данных производится расчет нормативного времени на выполнение работ в процессе бурения скважины.

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Для выполнения расчета необходимы сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на предприятии нормы времени на механическое бурение 1 м породы и нормы проходки на долото по данной площади.

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также, действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Нормы механического бурения

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки надолота, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	50	90	0,026	0,52
2	50	680	630	0,032	
3	680	2850	2170	0,036	
4	2830	2850	20	0,038	

Расчет нормативного времени на механическое бурение N , ч, проводится путем перемножения количества метров в каждом интервале на норму времени бурения 1 м

$$N = T * H, \quad (4.1)$$

где T - норма времени на бурение 1 метра, ч/м; H - количество метров в интервале, м.

При бурении под направление

$$N = 0,030 * 90 = 2,7 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
50	0,026	2,7
680	0,032	20,16
2830	0,036	31,68
30	0,038	68,4
Итого		122,94

Нормативное количество долот n , шт, рассчитывается по формуле:

$$n = N / \Pi, \quad (4.2)$$

где Π - нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

При бурении под направление

$$n = 50 / 490 = 0,18.$$

Таблица 4.4 – Нормативное количество долот

Интервалы	n
Направление	0,10
Кондуктор	0,495
Эксплуатационная	0,63
Отбор керна	0,03

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Нормы времени на СПО включают время на следующие работы:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск их в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- смена долота;
- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой при спуске;
- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

машинными ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО, $H_{СПО}$, ч, составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле:

$$H_{СПО} = П * n_{сно} , \quad (4.3)$$

где $n_{сно}$ - нормативное время СПО в расчете на 1 метр; П – длина интервала, м.

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Нормативное время на СПО

Наименование работ	Интервал по стволу		Объем раб.	Норма прох., м	Норма Времени На СПО	Итого, час
	от	до				
Бурение ротором Крепление	0 0	60 60	60	100	0,0122	0,732
Итого по колонне 323,9 мм			60			0,732
Бурение ВЗД Крепление	60 0	680 680	840	900 900	0,0116	10,44
Итого по колонне 244,5 мм			840			10,44
Бурение ВЗД Крепление	900 0	840 2850	2270	2400 2400	0,0275	87,175
Итого по колонне 146,1 мм			1504			87,175
Всего по скважине			2804,0			98,347

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин.

Нормативное время составит:

- направление: $3 * 1 = 3$ мин;
- кондуктор: $33 * 1 = 33$ мин;
- эксплуатационная колонна: $40 * 1 = 40$ мин;
- хвостовик: $3 * 1 = 3$ мин.

4.2 Расчет нормативного времени на работы, связанные с креплением скважин

4.2.1 Расчет нормативного времени на крепление скважины

При определении нормативного времени на крепление скважины используется сборник местных норм. В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

В проекте предусмотрен спуск направления \varnothing 323,4 мм до 50 м, кондуктора \varnothing 244,5 мм до 680 м, эксплуатационной колонны \varnothing 146,1 мм до 2850 м.

Таблица 4.6 – Время ожидания затвердевания цемента

Наименование колонны	Номер ступени	Время ОЗЦ
Направление	1	8
Кондуктор	2	16
Эксплуатационная	3	24

Таблица 4.7 – Продолжительность крепления скважины

Номер обсадной колонны	Наименование колонны	Интервал бурения по стволу, м		Продолжительность крепления, сут.
		От (верх)	До (низ)	
1	2	3	4	5
1	Направление	0	50	0,6
2	Кондуктор	50	680	1,7
3	Эксплуатационная	680	2850	2,4
	Итого:			4,7

4.2.2 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора, технической колонны. Нормативное время, необходимое для разбуривания ее, складывается из времени выполнения следующих видов работ:

– Наворот долота. Норма времени на данную работу определяется по сборнику ЕНВ и составляет 7 мин;

– Спуск бурильных свечей. Расчет нормативного времени на выполнение данной работы выполняется в следующей последовательности:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м, по формуле:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (4.4)$$

где – L_k - глубина спуска кондуктора, м; L_n - длина цм стакана, м;

$$L_c = 680 - 10 = 640 \text{ м.}$$

б) рассчитывается длина неизменной части бурильного инструмента (L_n). Она складывается из длин следующих инструментов: спаренного квадрата – 14 м, переводника с долотом – 0,87 м; ВЗД – 7,9 м.

$$L_n = 14 + 0,87 + 9,97 = 24,84 \text{ м.}$$

в) определяется длина бурильных труб L_T , м, по формуле:

$$L_T = L_c - L_n, \quad (4.5)$$

$$L_T = 680 - 24,84 = 655,16 \text{ м.}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N , шт, по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (4.6)$$

где – $l_c = 36$ м - длина свечи.

$$N = 655,16 / 36 = 18,19 \approx 19 \text{ (свечей)}$$

Из общего числа свечей по данным ГТН две свечи УБТ.

д) по сборнику УНВ находится норма времени на спуск 1 свечи (для оснастки талевой системы 5 х 6) – 2 мин., на вывод из-за пальца и спуск в ⁷ скважину одной свечи УБТ – 5 мин.

е) определяется нормативное время на спуск бурильных свечей для кондуктора:

$$2 * 19 = 38 \text{ мин} = 1 \text{ ч}; 5 * 2 = 10 \text{ мин} = 0,16 \text{ ч};$$

Итого – 70 мин = 1,16 ч.

$$7 + 42,56 + 36,5 + 42 = 128,06 \text{ мин} = 2,14 \text{ ч.}$$

Для направления:

$$L_c = 50 - 10 = 40 \text{ м};$$

$$L_n = 14 + 0,65 = 14,65 \text{ м};$$

$$L_T = 50 - 14,65 = 35,35 \text{ м};$$

$$N = 35,35 / 36 = 0,98 \approx 2 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 1 \cdot 2 + 10 = 12 \text{ мин. (0,12 ч)}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2850 - 10 = 2840 \text{ м};$$

$$L_n = 14 + 5 = 19 \text{ м};$$

$$L_T = 2850 - 19 = 2831;$$

$$N = 2831 / 36 = 81,5 \approx 79 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 79 \cdot 2 + 10 = 168 \text{ мин. (2,8 ч)}$$

Подготовительно-заключительные работы перед и после спуска в скважину инструмента.

Затраты нормируем по сборнику УНВ, составляют 25 мин = 0,61 ч.

Непосредственное разбуривание цементной пробки (длиной 10 м) и упорного кольца.

Норму времени на разбуривание определяем по сборнику УНВ, составляет 42 мин. Общее время на разбуривание цементной пробки для кондуктора составляет

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma=7 + 50 + 168 + 4 \cdot (7 + 25 + 48) = 545 \text{ мин} = 9,08 \text{ ч.}$$

4.2.3 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25ч.

Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

4.2.4 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ.

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 260,33 часов или 11,8 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением: $260,33 \times 0,066 = 17,1$ ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma=326,2 + 21,5 + 25 = 372,7 = 15,5 \text{ суток.}$$

4.2.5 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 4.8.

Таблица 4.8– Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	3
Бурильщик 7 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 4.9.

Таблица 4.9 - Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ																					
бригады, участвующие в строительстве скважины	затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы																			
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10										
Вышко монтажные работы		■	■	■																	
Буровые работы					■	■															
Освоение							■	■	■	■	■										

Условные обозначения к таблице 4.9:

- Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
- Буровая бригада (бурение);
- Бригада испытания.

4.3 Сметная стоимость строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле:

$$T_{пр} = T_n * k, \quad (4.7)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k - поправочный коэффициент.

Проектная продолжительность бурения и крепления скважины представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут
Бурение:			
Направление	1,6	1,5	0,06
Кондуктор	23,5	25,2	1,05
Эксплуатационная колонна	84,2	88,6	3,7
Отбор Керна			
Крепление:			
Направление	4,2	4,8	0,2
Кондуктор	18,50	21,6	0,9
Эксплуатационная колонна	35,80	40,8	1,7
Итого	167,8	182,5	7,8

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в приложении Г таблицах Г.1, Г.2.

Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении В таблице Г.3.

4.3.2 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч:

$$V_M = H/T_M, \quad (4.8)$$

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч:

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (4.9)$$

где $T_{\text{спо}}$ - время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость V_K , м/ч:

$$V_K = (H * 720) / T_H, \quad (4.10)$$

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м:

$$h_d = H/n, \quad (4.11)$$

где n - количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{\text{с1м}} = (C_{\text{см}} - П_H) / H, \quad (4.12)$$

где $C_{\text{см}}$ – сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_H$ – плановые накопления, руб.

Расчет нормативных технико-экономических показателей бурения скважины представлен в таблице 4.11.

Анализ технико-экономических показателей строительства проектируемой скважины на месторождении показывает, что наблюдается снижение продолжительности бурения и крепления скважины. Увеличение коммерческой, механической и рейсовой скоростей, а также проходки на одно долото, позволило снизить себестоимость одного метра проходки на 5 %. Добавочную экономию получили за счет изменения гаммы долот и уменьшения их количества. Итоговая сметная стоимость снижена на 8 %.

Таблица 4.11 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2850
Продолжительность бурения, сут.	10,8
Механическая скорость, м/ч	72,6
Рейсовая скорость, м/ч	18,2
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	8141
Проходка на долото, м	1117
Стоимость одного метра	52,774

Снижение металлоемкости достигнуто за счет применения более прочных обсадных труб, с меньшей толщиной стенки скважины.

Технико-экономические показатели проектируемой скважины улучшены по сравнению с типовыми, что связано с изменением рецептур буровых и тампонажных растворов, использованием прогрессивных компоновок низа бурильных колонн, новой гаммы долот. За счет этого удалось снизить стоимость скважины относительно проектной.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б8В		Девятников Дмитрий Олегович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ ООП	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2970 метров на нефтегазовом месторождении (Тюменская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p style="text-align: center;"><i>Объект исследования Нефтяное месторождение в Тюменской области</i></p> <p style="text-align: center;"><i>Область применения строительство разведочной нефтяной скважины</i></p> <p style="text-align: center;"><i>Рабочая зона: Буровая установка, полевые условия.</i></p> <p style="text-align: center;"><i>Размеры помещения (климатическая зона) 200x50</i></p> <p style="text-align: center;"><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны</i></p> <p style="text-align: center;"><i>Буровые насосы, система очистки, блок приготовления раствора, вышечно-лебедочный блок</i></p> <p style="text-align: center;"><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: бурение, бурение, промывка ствола скважины, спуск-подъемные операции, цементирование.</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p style="text-align: center;">1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. – ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. – ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовибросовое". – ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
<p style="text-align: center;">2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации):</p> <ul style="list-style-type: none"> – 2.1. Анализ потенциальных вредных и опасных факторов 	<p style="text-align: center;"><i>Вредные производственные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Недостаток необходимого освещения. – Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего. – Загазованность воздуха рабочей зоны. – Повышенный уровень шума и вибрации.

<p>– 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>– Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны . – Повышенный уровень шума и вибрации. – Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.</p> <p><i>Опасные производственные факторы:</i> <i>Производственные факторы, связанные с электрическим током.</i> – Производственные факторы, связанные с пожаровзрывоопасностью. – Производственные факторы, связанные с работой на высоте. – Производственные факторы, связанные с движущимися машинами и механизмами производственного оборудования.</p> <p><i>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i> – Искусственное освещение; – Спецодежда, спецобувь с повышенным тепловым сопротивлением, защитные маски для лица; – Переносные газоанализаторы; – Защитные беруши, звуко- и виброизолирующие кожухи, – Измерительные штанги, изолирующие клещи, электроизмерительные инструменты, диэлектрические перчатки; – Порошковые и углекислотные огнетушители, пожарные щиты и стенды.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p><i>Воздействие на селитебную зону: строительство нефтяной скважины осуществляется в отдаленных от жилых зон регионах, влияние отсутствует.</i> <i>Воздействие на литосферу: уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель.</i> <i>Воздействие на гидросферу: Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, такие как хозяйственно-бытовые сточные воды.</i> <i>Воздействие на атмосферу: выброс в атмосферу выхлопных газов от автомобилей, а также от стационарных источников.</i></p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p><i>Возможные ЧС: ГНВП, возникновение лесного пожара, пожар на нефтяной скважине</i> <i>Наиболее типичная ЧС: ГНВП, возникновение лесного пожара.</i></p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООДШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Девятников Дмитрий Олегович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе производятся разведочные буровые работы. Поэтому объектом исследования для выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» была выбрана нефтегазовая скважина, предмет исследования – проведение буровых работ.

Воздействие опасных и вредных факторов учитывается при проведении строительных работ. Эти факторы вполне могут причинить вред на окружающую среду, вследствие чего может возникнуть чрезвычайная ситуация, которая имеет вид техногенного характера. Целью данного раздела является анализ опасных и вредных факторов, которые могут повлиять на работников строительных служб при строительстве нефтяной разведочной скважины. Также поднимаются вопросы пожарной профилактики, техники безопасности и защиты окружающей среды. По тематике даются рекомендации по повышению оптимальных условий труда.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, место, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка данного объекта. На рабочих местах, а также в местах, где возможно

воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения.

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

За выполнение тяжелых работ, работ с вредными или опасными условиями

труда предусмотрены такие компенсационные доплаты и надбавки, как:

- до 12% тарифной ставки (оклада) за нахождение на рабочем месте с вредными условиями труда не менее 50% рабочего времени (лаборант химического анализа);

- за каждый час ночной работы - 40% часовой тарифной ставки (оклада)
- за работу в выходной и нерабочий праздничный день оплата производится в двойном размере.

5.2 Производственная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

подразделяемых по ГОСТ 12.0.003-2015 на следующие классы: физические, химические, биологические и психофизиологические. [30]

В данном разделе будут проанализированы вредные и опасные факторы, которые могут возникать при работе оператора добычи нефти и газа. В таблице 5.1 приведены опасные и вредные факторы.

Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные факторы при работе оператора добычи нефти и газа

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ [30] ГОСТ 12.1.005 – 88 [31]
Факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [32] ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [33] ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ [34]
Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ [35] ГОСТ 12532-88 [36]
Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека токсических веществ	ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ [37] СНиП 2.01.02–85 [38]
Сосуды, работающие под избыточным давлением	СНиП 2.09.07–85 [39] ГОСТ 12.1.004–76.
Факторы, связанные с электрическим током	НПБ 105–03 [40]
Пожароопасный фактор	ГОСТ 12.1.004–76 [41]
Механические повреждения	

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов

5.2.1.1 Факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Одна из главных особенностей условий труда это работа на открытом воздухе (на кустах скважин), а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте. Поэтому в условиях сурового климата Западной Сибири и Крайнего Севера с низкими температурами и высокой влажностью (летом до 100%) большую роль играют метеорологические факторы.

Низкая температура и большие скорости движения воздуха при длительном воздействии приводят к расстройству кровообращения, способствуют заболеванию ревматизмом, гриппом и болезнями дыхательных путей.

При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего, что может послужить причиной несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при высокой температуре возможны перегревания

организма, солнечные и тепловые удары. При температуре воздуха выше 30 °С все работы прекращаются. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются, в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны определены в ГОСТ 12.1.005 – 88. [31]

Работы приостанавливают при определенных температурах и скоростях ветра в холодное время года. Таблица 5.2 отражает метеорологические условия, при которых останавливают работы.

Таблица 5.2 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

Рабочие должны обеспечиваться необходимой спецодеждой, которая имеет или высокие теплозащитные свойства, или высокую воздухопроницаемость, в зависимости от времени года. Летом – роба х/б, сапоги, каска, солнцезащитные очки, рукавицы, а также средства защиты от кровососущих насекомых. Зимой – шапка-ушанка, обувь, ватные штаны, ватные рукавицы.

5.2.1.2 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Куст скважин характеризуется наличием пожаро - взрывоопасных веществ и ядовитых газов: природный газ, метанол, газовый конденсат. В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию этих газов, а также паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и

предохранительных клапанов. При сильном ветре может происходить попадание газов, паров нефти в носовую полость сотрудников, обслуживающих скважины на кустовой площадке. Данные вещества, попадающие в лёгкие, вызывают их раздражение, повреждение слизистых покровов вплоть до обструкции легких.

Предельно допустимые концентрации веществ согласно ГОСТ 12.1.007-76: азота диоксид – 2 мг/м³, бензол – 10 мг/м³, углерода оксид – 20 мг/м³. [32]

Обязательно должны быть предусмотрены средства индивидуальной защиты: респираторы противогазного типа и противогазы со специальными нейтрализующими данный газ насадками, очки закрытого типа, перчатки, рукавицы, спецобувь, изолирующие костюмы, мази и пасты.

5.2.1.3 Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте

Превышение уровня шума

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты.

Согласно п.3.2.1 ГОСТ 12.1.003-2014, Допустимые уровни шума на рабочих местах, общие требования к шумовым характеристикам машин, механизмов, средств транспорта и другого оборудования и к защите от шума. Например, уровни звука и эквивалентные уровни звука не должны превышать:

- в помещениях конструкторских бюро, лабораторий для теоретических работ и программирования – 50 дБА;
- в помещениях управления, рабочих комнатах – 60 дБА;
- в кабинетах наблюдений и дистанционного управления:
 - а) без речевой связи по телефону – 70 дБА;
 - б) с речевой связью по телефону – 65 дБА;

- в помещениях точной сборки, машинописных бюро – 65 дБА;
- в помещениях лабораторий для проведения экспериментальных работ – 75 дБА;
- на постоянных рабочих местах и в рабочих зонах производственных помещений – 80 дБА.

Методы снижения шума

Для снижения шума в производственных помещениях применяют следующие основные мероприятия:

1. Уменьшение уровня шума в источнике его возникновения:

- повышение точности изготовления машин;
- замена ударных процессов на безударные, например, штамповку – на прессование, механизмов возвратно-поступательного движения на вращательное;
- повышение качества балансировки вращающихся деталей, улучшение смазки трущихся поверхностей;
- использование звукопоглощающих материалов, например пластмассы.

2. Звукопоглощение – звуковая энергия переходит в теплоту за счет потерь на трение в порах материала (звукопоглощающая облицовка поверхностей помещения резиной, войлоком и др.).

3. Звукоизоляция – звуковая энергия отражается от ограждений, лишь часть ее проходит через ограждение (установка звукоизолирующих ограждений, кабин, кожухов, акустических экранов).

4. Установка глушителей шума – устройств для снижения аэродинамического шума (от перехода энергии газовой струи в аэродинамическую энергию) на пути его распространения, которые содержат звукопоглощающий материал либо отражают шум обратно к источнику.

5. Рациональное размещение оборудования.

6. Применение средств индивидуальной защиты (противошумные наушники, шлемы, вкладыши типа «беруши»).

Таблица 5.3 – Гигиенические нормы уровней вибрации по ГОСТ 12.1.012-90

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ										
	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная вибрация	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

К методам защиты от вибрации относятся: усовершенствование техники и оборудования, виброизоляция машин и поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие. Для индивидуальной защиты работника от воздействия вибрации предусмотрены антивибрационные рукавицы и сапоги с толстой резиновой подошвой. [34]

5.2.1.4 Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека токсических веществ

Основной продукцией скважин являются нефть и попутный газ, которые могут содержать в своем составе серу и сероводород.

Контакт с предельными углеводородами вызывает покраснение, пигментацию кожи и зуд. При вдыхании в течение 5-10 мин. концентрация паров нефти от 100 мг/л и выше опасно для жизни, опасность представляет оксид углерода, ПДК которого составляет в воздухе рабочей зоны 20 мг/м³, а на месторождении - 8 мг/м³. Тяжелое отравление при воздействии в течение 1-5 мин. вызывает концентрация СО 1860 мг/м³. По ГОСТ 12.1.005-88 [31] установлены предельно допустимые концентрации вредных веществ, указанные в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Предельно-допустимые (ПДК) вредных веществ в воздухе на рабочих местах

Наименование вещества	Класс опасности	ПДК, мг/м ³
Сероводород	II	10
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ -C ₅	III	3
Углеводороды алифатические предельные C ₁ -C ₁₀	IV	300
Углерода оксид*	IV	20
Диоксид серы	III	10

* При длительности работы в атмосфере, содержащей оксид углерода, не более 1 ч, предельно допустимая концентрация оксида углерода может быть повышена до 50 мг/м³, при длительности работы не более 30 мин – до 100 мг/м³, при длительности работы не более 15 мин – 200 мг/м³. Повторные работы при условиях повышенного содержания оксида углерода в воздухе рабочей зоны могут производиться с перерывом не менее чем в 2 ч.

Превышение допустимой концентрации углеводородов и сероводорода приводят к нарушению работы нервной системы, что проявляется в виде бессонницы, брадикардии, повышенной утомляемости и функциональных неврозов.

При высокой концентрации однократное вдыхание сероводорода может вызвать мгновенную смерть. При небольших концентрациях довольно быстро возникает адаптация к неприятному запаху «тухлых яиц», и он перестаёт ощущаться. Во рту возникает сладковатый металлический привкус, а при большой концентрации ввиду паралича обонятельного нерва запах сероводорода не ощущается.

Кроме всего прочего, работники на нефтегазопромислах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть снабжены и другими средствами индивидуальной защиты (СИЗ). Они должны предусматривать защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы, поэтому работникам должны выдаваться спецодежда и специальная обувь, респираторы или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие при выполнении тех или иных технологических операций.

5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов

5.2.2.1 Сосуды, работающие под избыточным давлением

Специфическая особенность условий эксплуатации нефтяных скважин – высокое давление на устье, которое доходит до 30 МПа. В связи с этим любое ошибочное действие оператора при выполнении работ на устье скважины

может привести к опасной аварии. Для измерения буферного давления и давления в затрубном пространстве на скважинах, оборудованных УЭЦН должны быть установлены стационарные манометры с трехходовыми кранами.

При выходе из строя арматуры нагнетательных трубопроводов может произойти неконтролируемый выброс жидкости или газа, находящегося под высоким давлением, что может повлечь за собой травмы работников вплоть до летального исхода.

Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру. Конструкция устьевого оборудования должна обеспечить возможность снижения давления в затрубном пространстве, а также закачку жидкости для глушения скважины. На случай превышения давления сверх предусмотренного технологическим режимом оборудование оснащено предохранительными клапанами. Вся принятая запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, транспортирующих газ, конденсат, метанол, ДЭГ, 107 соответствует 1 классу герметичности затвора, а предохранительная аппаратура по 1 классу по ГОСТ 12532-88. [36]

5.2.2.2 Факторы, связанные с электрическим током

Эксплуатация скважин с УЭЦН характеризуется с наличием высокого напряжения в силовом кабеле. Причем станция управления и скважина оборудования ЭЦН обычно не находятся в непосредственной близости друг от друга и часть кабеля проходит по поверхности, что увеличивает зону поражения электротоком, а, следовательно, и вероятность несчастного случая. К монтажу (демонтажу) погружного агрегата УЭЦН и его обслуживанию допускается электротехнический персонал, знающий схемы, применяемые станций управления, трансформаторов, подстанций погружных насосов (КТПН), конструкции по их эксплуатации, прошедший производственное

обучение и стажировку на рабочем месте, а также проверку знаний с присвоением квалификационной группы по электробезопасности.

Протекание электрического тока через органы человека может вызвать остановку сердца, дыхания; разрывы мышц, поражение мозга, ожоги. Такие повреждения характерны для поражающего тока величиной более 10 миллиампер, однако даже ток ощущения (1-2 мА) способен напугать человека, вследствие чего не исключены механические травмы (например, вследствие падения с высоты).

На промысле предусмотрены следующие средства защиты: обеспечение недоступности токоведущих частей (кожухи), СИЗ (диэлектрические коврики, перчатки), заземление. Основные требования к электробезопасности на предприятиях представлены в ГОСТ Р 12.1.019-2009. [37]

5.2.2.3 Пожаровзрывоопасность

Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления: осколки, движущиеся части разрушившихся аппаратов, электрический ток, взрыв.

Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения. Противопожарные мероприятия технологической части проекта выполняются в соответствии со следующими нормативными документами:

- СНиП 2.01.02–85 «Противопожарные нормы»; [38]
- СНиП 2.09.07–85 «Производственные помещения»; [39]
- ГОСТ 12.1.004–76 «Пожарная безопасность. Общие требования»; [40]
- НПБ 105–03 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной опасности». [41]

Пожарный инвентарь: мотопомпы; огнетушители (ОП – 50, ОХП – 10, ОХ 13П – 10, ОПШ –10, углекислотные); пеногенератор (ГПС – 200, ГПС – 600); рукава с гайками и без гаек; запас воды; пожарные щиты; ящики с песком; кошма, вёдра, лопаты.

5.2.2.4 Механические повреждения

Механические опасности на предприятиях представляют собой движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования, передвигающиеся изделия; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования.

Механические повреждения обычно связаны с нарушением анатомической целостности кожных покровов и (или) слизистых оболочек. В зависимости от характера изменений различают ссадины и раны, разделение тела на части. В преобладающем большинстве случаев травм наружные повреждения сочетаются с внутренними (кровоизлияния; переломы костей; вывихи суставов; растяжения, разрывы, размоложения тканей и органов).

Для защиты от этих опасных факторов на предприятиях применяются козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Работникам должны выдаваться средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. [34] Также необходимо проводить инструктажи персоналу по технике безопасности и регулярно проверять состояния оборудования.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Защита селитебной зоны

Предприятия, группы предприятий, их отдельные здания и сооружения с технологическими процессами, являющиеся источниками негативного воздействия на среду обитания и здоровье человека, необходимо отделять от жилой застройки санитарно-защитными зонами.

Санитарно-защитная зона (СЗЗ) отделяет территорию промышленной площадки от жилой застройки, ландшафтно-рекреационной зоны, зоны отдыха, курорта с обязательным обозначением границ специальными информационными знаками.

Предприятия по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 т/сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов относятся к классу I согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1200-03 [43]. Санитарно-защитная зона для объектов данного класса составляет 1000 м.

5.3.2 Защита атмосферы

Загрязняющие воздух вещества на объектах бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти поступают в атмосферу в виде организованных и неорганизованных выбросов. Источниками организованных выбросов являются факельные установки для сжигания попутного нефтяного газа, печи подогрева нефти, котельные, ДЭС, ГПЭС, системы вентиляции производственных помещений, двигатели внутреннего сгорания.

Вещества, выбрасываемые в атмосферу при добыче нефти, относятся к 1 - 4 классу опасности.

Для минимизации негативного воздействия выбросов загрязняющих веществ на атмосферный воздух на территории разработки Федоровского месторождения проводятся следующие мероприятия: полная герметизация

всего технологического оборудования; контроль швов сварных соединений трубопроводов; защита оборудования от коррозии; оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное; сброс газа с предохранительных и дыхательных клапанов на факел или на свечу рассеивания; откачка нефти и продуктов переработки при аварийной ситуации в дренажные емкости; испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа; утилизация попутного нефтяного газа на нужды промысла.

5.3.3 Защита гидросферы

При эксплуатации нефтяных скважин, сборе и подготовке нефти основными загрязнителями водоемов являются нефть и горюче-смазочные материалы.

Нефть, как загрязнитель водной среды, характеризуется сложным составом, включающим широкий спектр углеводородных соединений, каждое из которых может рассматриваться как самостоятельный токсикант. Влияние нефти выражается в образовании на поверхности воды, нефтяной пленки, отложении на дно водоемов тяжелых фракций, появлении в воде керосинового запаха. Вода образует с нефтью стойкие эмульсии, которые сохраняются в течении длительного времени. Полное ее разрушение происходит под действием биохимических процессов окисления, которые при низких температурах (характерных для данного района), протекают крайне медленно.

Мероприятия по рациональному использованию и охране природных вод включают: размещение объектов с учетом водоохранных зон; ограничения, предусмотренные для водоохранных зон; полную герметизацию оборудования и трубопроводов; минимизацию потребления свежей воды и контроль за ее расходом; создание гидроизоляционного слоя и обваловывающей дамбы по периметру кустовых площадок эксплуатационных

скважин; применение сорбентов для борьбы с возможными разливами нефти на земную поверхность.

5.3.4 Защита литосферы

При бурении, обустройстве нефтегазовых месторождений, сооружений подземных хранилищ происходят изменения почвенной среды и ландшафта. Возможна утечка вредных веществ в почву.

Негативное воздействие объектов разработки нефтегазовых месторождений на литосферу выражается в: вырубке леса на изымаемых под строительство землях; сведении растительности при отсыпке минеральным грунтом площадок строительства скважин; возможных аварийных разливах нефти, приводящих к изменению физико-химического состава почвы и оказывающих на неё негативное влияние.

Для снижения негативного влияния разработки месторождения на почву и растительность необходимо: использовать древесину, вырубаемую на отводимой территории, для нужд строительства; выполнять строительные работы строго в полосе отвода; проводить рекультивацию загрязненных земель в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04-83, предусматривать ликвидацию отходов производства. [45]

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении при проведении операции по обработке добывающих скважин ингибиторами асфальтосмолопарафиновых отложений могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

– Природного характера: паводковые наводнения; лесные и торфяные пожары; ураганы, метели и снежные заносы.

– Техногенного характера: прекращение подачи электроэнергии; пожар на объекте; нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки

нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Наиболее часто встречается пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины, из-за нарушения герметичности.

Возможные причины аварии: механические повреждения; коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов; некачественные сварные соединения; заводские дефекты; износ и негерметичность уплотнительных соединений; нарушение (прогар) изоляции нефтепогружного кабеля.

Согласно классификации по виду горючего материала, в этом случае, класс пожара В1. Для таких случаев агрегаты оборудуются противопожарным оборудованием, включающим в себя огнетушитель и систему подвода углекислоты. [46]

Для предотвращения данной ситуации необходимо проверять герметичность сальниковых и фланцевых соединений, запорных устройств, находящихся на кустовых площадках и в помещениях, не реже 1 раза в смену.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности. [44]

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графику с работниками предприятия, каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно – технических работников.

В данном разделе выпускной квалификационной работы были рассмотрены основные социальные, экологические и правовые вопросы разрабатываемого объекта ВКР. Рассмотрен вопрос охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.

Согласно постановлению РФ от 31.12.2020 № 2398, объекты добычи сырой нефти и природного газа оказывают негативное воздействие на окружающую среду и относятся к объектам I категории.

Согласно приложению № 5 к федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15.12.2020 № 534, объекты добычи нефти и газа относятся к классу взрывоопасности – зона 0.

Наиболее часто возникающими ЧС, в процессе разработки объектов добычи нефти и газа, являются пожары.

Категория помещений по взрывопожарной и пожарной опасности, при проведении работ на скважине, относится к В1.

Категория помещений по электробезопасности согласно ПУЭ: II группа - «Помещения с повышенной опасностью».

Группа персонала по электробезопасности, согласно правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок, не ниже II группы.

Категория тяжести труда – III.

В соответствии фактических значений потенциально возможных факторов нормативным значениям, разработаны мероприятия по уменьшению их воздействия на людей и окружающую среду.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проделанная выпускная квалификационная работа содержит данные для строительства разведочной скважины на нефтяном месторождении Тюменской области. Представлены особенности месторождения данные получены по результатам расчета скважины и обоснованы ее конструкция. Были определены и просчитаны данные по углублению скважины. Завершение скважины. Особый раздел посвящен анализам способов ликвидации прихватов бурильных колонн.

При этом были рассмотрены вопросы безопасности и охраны труда на объекте, анализ возможных экологических последствий для объекта. Работа была выполнена с использованием современных методов и технологий, а также программных продуктов для моделирования процессов бурения и эксплуатации скважин.

Разработанный проект на строительство разведочной вертикальной скважины позволил получить дополнительные данные о геологическом разрезе месторождения и определить его газонофтеводоносность. Это также поможет повысить эффективность добычи и снизить затраты на эксплуатацию скважин. Для строительства и строительства других скважин на месторождениях нефти или газа можно использовать результаты работы.

Список используемых источников

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92 с.

2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.

3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание / А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.

4. Булатов А. И., Проселков Ю. М., Шаманов С. А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. для ВУЗов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. – 1007 с.: ил.

5. Басарыгин Ю.М., Булатов А. И., Проселков Ю. М., Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. для ВУЗов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. – 679 с.: ил.

6. Бабаян Э. В., Черненко А. В. Инженерные расчёты при бурении. – М.: Инфра-Инженерия, 2016. - 440с.

7. Ганджумян Р. А., Калинин А. Г., Сердюк Н. И. Расчёты в бурении: справочное пособие. – М: РГГРУ, 2007. - 668с.;

8. Методические указания по определению объемов отработанных бурительных растворов и шламов при строительстве скважин: РД 39-3-819-91 от 05.05.2017 г.;

9. Методика контроля параметров буровых растворов: РД 39-00147001-773-2004 от 05.05.2017г.

10. Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин: учебное пособие / Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев, В.П. Овчинников и др.: под ред. Г.П. Зозули. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 372 с.

11. Сулейманов Э. Предупреждение и ликвидация аварий и осложнений при бурении скважин. Вопросы аварий и осложнений при бурении скважин. – 2012. – 208 с.

12. Фонтаноопасность при бурении, эксплуатации и ремонте скважин. – Краснодар: Просвещение-Юг.- Чабаяев Л.У., Чудновский Д.М., Хлебников С.Р., Аветисов А.Г., Зозуля Г.П. и др. 2009. PDF. 2,1 01-048.

13. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. – М.: Недра, 1984.– 317 с.

14. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению, том I и том II.– М.: Недра, 1996. – 245 с.

15. Шарифуллин Ф.М. Решение проблемы устойчивости ствола скважины при бурении на Талинском месторождении // Проблемы строительства нефтяных и газовых скважин. Краснодар, ВНИИКрнефть, 1990.

16. Допилко Л.И., Шарифуллин Ф.М., Мирошниченко Н.П. Физико-химические причины потери устойчивости ствола скважин при применении полимерных растворов. //Эффективность вскрытия и методов оценки сложнопостроенных продуктивных пластов при бурении и опробовании глубоких разведочных скважин. – Тюмень : ЗапСибБурНИПИ, 1990.

17. Допилко Л.И. Руководство по регламентированию и управлению свойствами полимерных буровых растворов, технологии предотвращения и ликвидации осложнений. – Киев : УкрГипроНИИнефть, 1993.

18. Курочкин Б.М., Горбунов И.В. Применение латексов и водных дисперсий резины для борьбы с осложнениями при бурении. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986.

19. Курочкин Б.М., Прусова Н.Л. Гидромеханическое закупоривание проницаемых пород. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986.
20. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении. – М.: Недра, 1991. – 334 с.
21. Временная инструкция по применению наполнителей для предупреждения и ликвидации поглощения бурового раствора при проводке скважин. РД 39-2-827-82. Б. Курочкин и др. – М., 1984.
22. Куксов А.К., Черненко А.В. Заколонные проявления при строительстве скважин. М., ВНИИОЭНГ, 1988. – (обзорная информация серии "Техника и технология бурения скважин").
23. «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm
24. «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinahproburenyih-na-neft-i-gaz.html.
25. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm>
26. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.
27. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.
28. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин
29. Л.Н.Руднева. Резервы снижения стоимости строительства нефтяных и газовых скважин. <https://search.rsl.ru/ru/record/01006536054>
30. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

31. ГОСТ 12.1.005 – 88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
32. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
33. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
34. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
35. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
36. ГОСТ 12532-88. Клапаны предохранительные прямого действия.
37. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
38. СНиП 2.01.02–85. Противопожарные нормы.
39. СНиП 2.09.07–85. Производственные помещения.
40. ГОСТ 12.1.004–76. Пожарная безопасность. Общие требования.
41. НПБ 105–03. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной опасности.
42. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
43. ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель (с Изменением № 1).
44. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. — 288 с.
45. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022).
46. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".

Приложение А Горно-геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 – Литологическая характеристика разреза

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале, %
1	2	3	4	5
Q	0	40	глина	70
			песчаник	30
P ₃₃	40	90	глина	60
			песчаник	35
			алевролит	5
P _{3/2}	90	175	глина	50
			песчаник	32
			уголь	8
			алевролит	10
P _{3/1} -P _{3/2}	175	280	песчаник	75
			уголь	25
P _{2/3} -P _{3/1}	280	450	глина	90
			алевролит	10
P ₂	450	650	глина	100
P ₁	650	750	глина	92
			песчаник	8
K ₂	750	805	глина	78
			известняк	22
K ₂	805	935	глина	100
K ₂	935	950	глина	87
			алевролит	8
			песчаник	5
K ₁ -K ₂	950	1750	глина	65
			алевролит	17
			песчаник	18
K ₁	1750	1840	аргиллит	60
			песчаник	40
K ₁	1840	2035	песчаник	60
			аргиллит	20
			алевролит	20
K ₁	2035	2310	песчаник	30
			аргиллит	50
			алевролит	20
K ₁	2310	2722	песчаник	50
			аргиллит	25
			алевролит	25
J ₃	2722	2754	аргиллит	80
			глина	20
J ₃	2754	2775	аргиллит	80
			алевролит	5
			песчаник	15
J ₃	2755	2815	песчаник	50
			аргиллит	40
			известняк	10
J ₁₋₂	2815	2850	аргиллит	20
			алевролит	15
			песчаник	60
			уголь	5

Таблица А.2 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграф. подразделения.	Интервал, м.		Краткое название горной породы.	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Трещиноватость	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород	
	от	до							По буримости	Породы промышленной классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	40	глина	2,0	25-30	-	100	X	I-II	мягкая
			песчаник	2,0	10	-	90	IV		
P ₃₃	40	90	глина	2,4	30	-	100	X	I-II	мягкая
			песчаник	2,1	20	-	20	IV		
			алевролит	2,2	30	-	100	X		
P _{3/2}	90	175	глина	2,3	30	-	100	IV	I-III	мягкая
			песчаник	2,1	25	-	50	X		
			уголь	1,5	-	-	10	V		
			алевролит	2,2	20	-	20	X		
P _{3/1} -P _{3/2}	175	280	глина	2,35	25	-	100	IV	I-III	мягкая
			песчаник	2,1	25	-	20	X		
			уголь	1,5	-	-	10	V		
			алевролит	2,3	20	-	20	X		
P _{2/3} -P _{3/1}	280	450	глина	2,35	20	-	100	IV	I-III	мягкая
P ₂	450	650	песчаник	2,1	22	-	20	VIII	I-III	мягкая
			глина	2,3	20	-	100	IV		
P ₁	650	750	глина	2,35	20	-	100	V	I-IV	Мягкая-средняя
			известняк	0,8	2	-	-	X		
K ₂	750	805	глина	2,25	16	-	100	IV	I-IV	Мягкая
K ₂	805	935	песчаник	2,2	22	-	30	III	I-IV	Мягкая
			глина	2,3	17	-	100	VI		
			алевролит	2,3	20	-	10	X		

Продолжения таблицы А.2 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

К ₂	935	950	песчаник	2,2	21	-	10	III	I-IV	Мягкая-средняя
			глина	2,3	16	-	100	VI		
			алевролит	2,2	20	-	20	X		
К ₁ -К ₂	950	1750	глина	2,35	16	-	100	V	I-V	Мягкая-средняя
			песчаник	2,2	32	0,5	2,5	III-VIII		
			алевролит	2,3	20	-	2	IX		
К ₁	1750	1840	песчаник	2,2	22	-	5	X	I-V	средняя
			алевролит	2,3	20	-	20	VI		
К ₁	1840	2035	песчаник	2,18	25	0,25	7-14	III-VIII	I-V	средняя
			алевролит	2,3	20	-	300	VI		
			аргиллит	2,4	16	-	100	IV		
К ₁	2035	2310	песчаник	2,2	22	-	5	III-VIII	I-V	средняя
			алевролит	2,3	10	-	30	VI		
			аргиллит	2,4	15	-	100	IV		
К ₁	2310	2722	песчаник	2,2	22	0,15	9-15	III-VIII	I-V	средняя
			алевролит	2,3	15	-	25	VI		
			аргиллит	2,4	5	-	100	IX		
J ₃	2722	2754	аргиллит	2,4	15	-	100	IX	I-V	средняя
			глина	2,3	15	-	100	X		
J ₃	2754	2755	аргиллит	2,4	15	-	100	IX	I-V	средняя
			алевролит	2,3	15	-	30	VI		
			песчаник	2,15	17	-	5	III-VIII		
J ₃	2755	2815	песчаник	2,2	20	0,02	5	III-VIII	I-V	средняя
			аргиллит	2,4	15	-	100	X		
			известняк	2,1	2	-	-	V		
J ₁₋₂	2815	2850	песчаник	2,18	17	0,01	6-21	III-VIII	I-V	Средняя
			аргиллит	2,45	10	-	100	IV		
			алевролит	2,45	15	-	30	VI		
			уголь	1,4	-	-	-	V		

Таблица А.3 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемый интервал, м		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
	от	до	Пластового, (кгс/см ²)/м		Порового, (кгс/см ²)/м.		Гидроразрыва, (кгс/см ²)/м		Горного, (кгс/см ²)/м.		
			от	до	От	До	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q – P _{2/3}	0	450	0,100	0,100	0,100	0,100	0,16	0,16	0	0,22	13
P _{2/3} - K ₂	450	975	0,100	0,100	0,100	0,100	0,17	0,17	0,23	0,23	44
K ₂ – K ₁	975	1865	0,100	0,100	0,100	0,100	0,18	0,18	0,23	0,23	57
K ₁	1865	1900	0,100	0,100	0,100	0,100	0,19	0,19	0,23	0,23	57
K ₁ - J ₃	1900	2722	0,100	0,100	0,100	0,100	0,19	0,19	0,23	0,23	68
J ₃	2722	2815	0,102	0,102	0,100	0,102	0,20	0,20	0,23	0,23	83
J ₁ - J ₂	2815	2850	0,102	0,102	0,102	0,102	0,20	0,20	0,23	0,23	86

Таблица А.4 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
K ₁ (AC ₄₋₆)	1852	1900	Поров.	913	-	51	-
K ₁ (BC ₁₀)	2340	2350	Поров.	803	-	49	-
J ₁ – J ₂	2800	2820	Поров.	840	80-90	18	-
Водоносность							
K ₂ -K ₁	950	1750	Поров.	1012	1200-1500	-	Минерализ. – 18 г/л. Хим. состав (преоб.: Cl ⁻ - 98 %, Na ⁺ - 91%)
K ₁ (AC ₄)	1905	1908	Поров.	1004	5		Поддержание пластового давления AC ₄ . Минерализ. – 18,14 г/л. Хим. состав (преоб.: Cl ⁻ - 97,82 %, Na ⁺ - 95,73%)
K ₁ (BC ₁₀)	2355	2360	Поров.	1001	10		Поддержание пластового давления BC ₁₀ . Минерализ. – 16,9 г/л. Хим. состав (преоб.: Cl ⁻ - 98 %, Na ⁺ - 94,13%)

Таблица А.5 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q – P _{2/3}	0	450	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – до 5 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.
Q – P _{2/3}	0	450	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности. Длительные простои при бурении.
Q – P _{2/3}	0	450	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектного. Плохая очистка ствола скважины от шлама.
P _{2/3} -K ₁	450	1750	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности. Длительные простои при бурении.
P _{2/3} -J ₁₋₂	450	2850	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектного. Плохая очистка ствола скважины от шлама. Сужение ствола скважины.
K ₂ -K ₁	950	1750	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – до 7 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.
K ₁ -J ₁₋₂	1840	2850	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности. Длительные простои при бурении
K ₁ -J ₁₋₂	1840	2850	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – до 3 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.
K ₁ (AC ₄)	1840	1900	Нефтегазопроявление	Нефтегазопроявление с плотностью флюида 0,913 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.
K ₁ (BC ₁₀)	2330	2340	Нефтепроявление	Нефтепроявление с плотностью флюида 0,803 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.
J ₂₋₁ (ЮС ₂)	2810	2830	Нефтепроявление	Нефтепроявление с плотностью флюида 0,840 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.

Приложение Б Технологическая часть проекта

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–50 м)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	50	393,7 НьюТек Сервисез	250	0,65	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Переводник П-152/171	93	0,517	
			КЛС 390 М	515	1,64	
			Переводник М-171/161	61	0,538	
			УБТС2-203	7704	36	
			Переводник П-161/163	90	0,53	
			Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375	
			Переводник П-163/162	87	0,521	
			ПК-127х9,19 Е	288	9	
Σ			9131,1294	50		

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50–680 м)

2	50	680	295,3 (11 5/8) FD419SM	82	0,441	Бурение вертикального участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Переводник П-152/152	93	0,517	
			К 295 МС	114	0,9	
			Переводник М-152/171	60	0,517	
			ДГР-240.7/8.55	2432	9,975	
			Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48	
			Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375	
			Переводник П-163/152	87	0,521	
			К 295 МС	114	0,9	
			Переводник П-163/161	87	0,521	
			УБТС2-203	2568	12	
			Переводник П-161/147	60	0,517	
			УБТС2-178	11232	72	
			Переводник П-147/162	63	0,527	
ПК-127х9,19 Е	18101,64	580				
Σ			32312,637	680		

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (680–2850 м)

3	680	2850	PDC БИТ 190,5 В713 УМ	24	0,4	Бурение вертикального участка под ЭК, проработка ствола перед спуском ЭК
			Переводник П-117/133	37	0,47	
			К 190 С	58	0,4	
			Переводник М 133-117	30	0,457	
			ДРУ2-172РС	0	0	
			Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84	
			Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93	
			Переводник П-133/147	31	0,51	
			УБТС2-178	11232	72	
			Переводник П-147/162	63	0,527	
			ПК-127x9,19 Е	86588	2773	
Σ			98264	2850		

Таблица Б.4 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–50 м

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
0	50	50	393,7	-	1,50	9,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,10$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 5,3$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 54,1$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 59,8$
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
50	680	630	295,3	307	1,50	68,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 1,29$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 38,9$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 2,6$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 113,4$

Продолжение таблицы Б.4 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–50 м

Общая потребность бурового раствора на интервале:					$V_{бр}=156,2$	
Объем раствора к приготовлению:					$V_3 =178,2$	
Экспл. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	$k_{каверн.}$	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
680	2850	2170	190,5	229,2	1,20	97,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации					$V_{фил}=4,73$	
Расчетные потери бурового раствора при очистке					$V_{пот}=62,60$	
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО					$V_{спо} =11,4$	
Объем раствора в конце бурения интервала					$V_2 =278,7$	
Общая потребность бурового раствора на интервале:					$V_{бр}=200$	
Объем раствора к приготовлению:					$V_3=247,1$	

Таблица Б.5 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		КГ	УП	Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп			кг	уп
каустическая сода	Регулятор pH	25	59,777	2,4	89,101	3,6	123,532	4,9			272,41	11
глина ПБМБ	структурообразователи	1000	896,652	0,9	2673,043	2,7	3705,967	3,7			7275,7	8
кальцинированная сода	регулятор жёсткости	25	59,777	2,4	178,203	7,1	247,064	9,9			485,04	20
РАС HV	высоковязкий понизитель фильтрации	25	29,888	1,2	89,101	3,6	123,532	4,9			242,52	10
УФЭ8	ПАВ	25	59,777	2,4	178,203	7,1	247,064	9,9			485,04	20
REOLUB	смазочная добавка	172	298,884	1,7	891,014	5,2	1235,322				2425,2	7
КМЦ	понизитель фильтрации	25		0,0	2673,043	106,9	3705,967	148,2			6379	256
пеногаситель	предотвращения пенообразования	20	11,955	0,6	35,641	1,8	49,413	2,5			97,009	5
барит	утяжелитель	1000	0,000	0,0	0,000		14256,422	14,3			14256	15

Приложение Г Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Таблица Г.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	26372,43	3	79117,3	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	28218,40	-	-	0,09	2539,7	2,24	63209,2	8,33	235059,3
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	4063,60	3	12190,7	0,09	365,7	2,24	9102,4	8,33	33849,6
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	5650,21	-	-	0,09	508,5	2,24	12656,5	8,33	47066,3
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	1539,67	-	-	0,09	138,6	2,24	3448,9	8,33	12825,4
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	61634,01	3	154902	0,09	4647,1	2,24	115660,2	8,33	430111,3
Износ бурового инструмента, сут	5821,74	3	17465,2	0,09	524,0	2,24	13040,7	8,33	48495,1
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	1419,20	-	-	0,09	127,7	2,24	3178,99	8,33	11821,9

Продолжение таблицы Г.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	268931,4	1,2	322717,7	0,09	24203,8	2,24	602406,3	8,33	2240198,6
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500м/ст.-мес), сут	174241,82	-	-	-	-	2,24	390301,7	8,33	1451434,3
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	3291,70	-	-	0,09	296,3	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	75625,47	3	226876,4	-	-	2,24	169401,1	8,33	629960,2
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	4741,52	-	-	0,09	426,7	2,24	10621,0	8,33	39496,9
Плата за подключенную мощность, сут	28361,34	3	85084,0	0,09	2552,5	2,24	63529,4	8,33	236250,0
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	8453,88	3	25361,6	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	20591,53	-	-	0,09	1853,2	2,24	46125,0	8,33	171527,4
Эксплуатация ДВС, сут	1817,38	-	-	0,09	163,6	2,24	4070,9	8,33	15138,8

Продолжение таблицы Г.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Эксплуатация трактора, сут	6926,46	3	20779,4	0,09	623,4	2,24	15515,3	8,33	57697,5
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	20501,68	3	61505,0	0,09	1845,2	2,24	45923,8	8,33	170779,0
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	2795,50	146,7	410938,2	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	34560,02	3	103707,1	0,09	3111,21	2,24	77434,6	8,33	287960,0
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	3046,66	-	-	0,09	274,2	2,24	6824,5	8,33	25378,7
Порошок бентонитовый марки А, т	15396,68	-	-	14,2	218632,9	25,4	391075,7	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	407174,80	-	-	0,17	69219,7	0,38	154726,4	-	-
Биолуп LVL, т	66311,91	-	-	-	-	-	-	0,74	49070,8
NaCl, т	44025,52	-	-	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки А, т	3742,98	-	-	0,09	318,2	0,06	224,6	-	-
НТФ, т	187047,20	-	-	-	-	-	-	0,42	78559,8
POLY KEM D, т	66977,60	-	-	-	-	-	-	0,63	42195,9
Барит, т	65344,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	6628,33	0,35	2319,9	14,5	96177,1	40,3	267254,4	1,4	9279,7
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	4804,83	-	-	0,8	3843,9	3,50	16816,9	1,03	4949,0
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	5607,33	-	-	6,39	35830,9	63,3	354944,1	-	-
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	5605,29	0,82	4596,3	0,34	1905,8	0,86	4820,6	-	-

Продолжение таблицы Г.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		1527561,0		470129,6		2842313,0		6329105,2	
Затраты зависящие от объема работ									
III 393,7 MC GB	143450,50	-	-	0,1	14345,1	-	-	-	-
"Волгабурмаш" 295,3 FD 257 M A-27	307076,0	-	-	-	-	0,76	233377,7	-	-
БИТ 215,9 BT 613 УВМ 0.2	379505,7	-	-	-	-	-	-	0,93	352940,3
K295 MC	93707,4	-	-	-	-	0,71	66532,2	-	-
K215.9CT	90378,9	-	-	-	-	-	-	0,90	81341,0
Транспортировка труб, т	1002,6	-	-	3,4	3408,9	22,2	22258,2	42,7	209,7
Транспортировка долот, т	1349,8	-	-	1	1349,8	1	1349,8	1	6,6
Транспортировка вахт, руб		172957,4							
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб		0		19103,7		323518,0		434497,6	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб		1527561,0		489233,4		3165831,0		6763602,8	
Всего по сметному расчету, руб		23288294,4							

Таблица Г.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	28218,4	0,19	5361,5	0,83	23421,3	1,60	45149,4
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	4063,6	0,19	772,1	0,83	3372,8	1,60	6501,7
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	5650,2	0,19	1073,5	0,83	4689,7	1,60	9040,3
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	1539,7	0,19	292,5	0,83	1277,9	1,60	2463,5
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	51634,0	0,19	9810,5	0,83	42856,2	1,60	82614,4
Износ бурового инструмента к-т,сут	5821,7	0,19	1106,1	0,83	4832,0	1,60	9314,8
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	1419,2	0,19	269,6	0,83	1177,9	1,60	2270,7
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	268931,4	0,19	51097,0	0,83	223213,1	1,60	430290,2
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	279345,6	0,19	53075,7	0,83	231856,8	1,60	446953,0
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	85641,5	0,19	16271,9	0,83	71082,4	1,60	137026,4
Плата за подключенную мощность,сут	28361,3	0,19	5388,7	0,83	23539,9	1,60	45378,1
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	20591,5	0,19	3912,4	0,83	17091,0	1,60	32946,4
Эксплуатация ДВС, сут	1817,4	0,19	345,3	0,83	1508,4	1,60	2907,8

Продолжение таблицы Г.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	20501,7	0,19	3895,3	0,83	17016,4	1,60	32802,7
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	34569,0	0,19	6568,1	0,83	28692,3	1,60	55310,4
Эксплуатация бульдозера, сут	3757,3	0,19	713,9	0,83	3118,5	1,60	6011,6
Эксплуатация трактора, сут	6926,5	0,19	1316,0	0,83	5749,0	1,60	11082,3
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	1676,5	1,70	2850,0	25,00	41912,1	1,21	2028,5
Башмак колонный БК-324, шт	17459,1	1	17459,1	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245, шт	13273,0	-	-	1	13273,0	-	-
Башмак колонный БК-168, шт	6534,4	-	-	-	-	1	6534,4
Центратор ЦЦ-219/270, шт	5186,7	-	-	20	103733,6	-	-
Центратор ЦЦ-146/191-216, шт	3818,5	-	-	-	-	57	217656,8
ЦКОДМ -245, шт	23095,0	-	-	1	23095,0	-	-
ЦКОДМ-168, шт	19480,7	-	-	-	-	1	19480,7
Продавочная пробка ПРП-Ц-245, шт	12078,4	-	-	1	12078,4	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-168, шт	6150,5	-	-	-	-	1	6150,5
Головка цементирующая ГЦУ-245 А	677944,0	-	-	1	677944,0	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-168 А	588096,0	-	-	-	-	1	588096,0
Итого затрат зависящих от времени, безучета транспортировки вахт, руб			181579,2		1576531,8		2198010,9
Затрат зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 299x9,5, м	7598,3	50,0	379914,1	-	-	-	-
Обсадные трубы 219x8,9, м	5825,8	-	-	1000,0	5825826,0	-	-
Обсадные трубы 146x8,5, м	4766,0	-	-	-	-	95,0	452772,7
Обсадные трубы 146x7,7 м	4116,7	-	-	-	-	295,0	1214418,2

Продолжение таблицы Г.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Обсадные трубы 168x10, м	3922,7	-	-	-	-	690,0	2706650,6
Обсадные трубы 168x8, м	3740,9	-	-	-	-	1780,0	6658880,3
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	5480,7	3,79	20772,0	30,21	627520,9	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-100, т	6115,8	-	-	-	-	2,0	12231,6
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100, т	6534,4	-	-	-	-	23,0	150291,2
Хлористый кальций, т	15850,0	0,11	1743,5	1,03	1795,8	0,19	3059,1
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	29811,2	2,00	59622,3	3,00	178866,9	5,00	149055,8
Затворение цемента, тампонажный цех, т	1227,2	2,79	3424,0	25,87	88579,0	54,80	67252,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	7432,9	1,00	7432,9	1,10	8176,2	1,38	10257,4
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	17885,9	1,00	17885,9	2,00	35771,8	2,00	35771,8
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	16458,5	-	-	-	-	1,00	16458,5
Пробег ЦА-320М, км	7514,6	3,00	22543,7	8,50	191621,3	13,00	97689,3
Пробег ЦСМ, км	7514,6	1,00	7514,6	3,80	28555,3	4,00	30058,2
Пробег СКЦ-2М, км	8331,4	-	-	-	-	1,00	8331,4
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	3163,1	-	-	16,00	50608,9	24,00	75913,4
Транспортировка обсадных труб, т	3830,8	3,50	13407,8	31,60	423685,6	68,80	263558,5
Транспортировка обсадных труб запаса, т	7661,6	0,11	804,5	0,95	762,6	2,06	15813,5
Транспортировка вахт, руб				172957,4			
Итого затрат зависящих от объема крепления, без учета транспортировки вахт, руб	535065,1			7461770,3		11968464,2	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб				23921421,5			
Всего по сметному расчету, руб				24094378,9			

Таблица Г.3 – Сводный сметный расчет

№	№ смет-ного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость, тысяч рублей
			Прямые затраты
1	2	3	4
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	78 997
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	2 295
3	1.3	Техническая рекультивация земель	12 364
Итого по подготовительным работам			93 665
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования			
4	2.1	Строительство и монтаж	177 994
5	2.2	Разборка и демонтаж	11 351
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674
Итого по вышкостроению и монтажу			204 924
Раздел III. Бурение и крепление			
8	3.1	Бурение скважины	222 483
9	3.2	Крепление скважины	255 894
Итого по бурению и креплению			478 377
Раздел IV. Испытание скважин			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	71 904
11	4.2	Испытание объекта	42 595
12	4.3	Оборудование устья скважины	3 418
Итого по испытанию			53 203
Раздел V. Промыслово-геофизические работы			
13	5.1	11% от раздела III и IV	58 474
Итого по промыслово-геофизическим работам			58 474
Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
14	6.1	Дополнительные затраты при производстве строитель-ных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раз- дела I и II	16 124
15	6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной установки	30 610
Итого по разделу VI			50 055
ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV			830 169
Раздел VII. Накладные расходы			
16	7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	207 542
Итого по разделу VII			207 542

Продолжение таблицы Г.3 – Сводный сметный расчет

1	2	3	4
Раздел VIII. Плановые накопления			
18	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	57 312
Итого по разделу VIII			57 312
ИТОГО с накладными и плановыми			1 203 552
Раздел IX. Прочие работы и затраты			
19	9.1	Премиальные доплаты 24,5 %	294 870
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 4,4%	52 956
21	9.3	Северные льготы 2,98%	35 866
22	9.4	Лабораторные работы 0,15%	1 805
23	9.5	Авиатранспорт	43 447
24	9.6	Транспортировка вахт	9 618
25	9.7	Перевозка вахт до г. Тюмень	18 623
26	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	4 500
27	9.9	Топографо-геодезические работы	6 200
28	9.10	Бурение скважины на воду	25 000
29	9.11	Услуги по отбору и транспортировке керна	32 632
Итого прочих затрат и работ			525 517
ИТОГО по разделам I-IX			1 729 069
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
30	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	41 498
ИТОГО			1 770 567
Подрядные работы			
Раздел XI. Авторский надзор			
31	11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I- X	3 541
Итого по подрядным работам			3 541
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			1 774 108
С учетом коэффициента удорожания $k=215,95$ к ценам 1985 г.			383 118 623
НДС 20 %			68 961 352
ВСЕГО с учетом НДС			452 079 975

